ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 24. № 3. 2022

www.geors.ru

Простой
Сибирский
Геолог

А.В. Соколов



60 *лет*

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА 26.09.2022

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

Подготовка к выпуску очередного номера шла своим размеренным темпом: верстка журнала была практически готова, коллектив редакции собирался в заслуженный отпуск. И только главному редактору накануне выпуска журнала выдалась авральная работа. Конец сентября 2022 года неожиданно заставил вспомнить слова великого В.И. Вернадского, утверждавшего, что ноосфера – это форма взаимодействия общества и природы, в границах которой разумная человеческая деятельность становится определяющим фактором развития. В связи с этим, как повлияют мобилизационные мероприятия на развитие георесурсов России, еще предстоит осознать.

На всем протяжении третьего квартала 2022 г. мы были свидетелями того, как «невидимая рука» нервно выписывала разные сценарии структурной трансформации рынка, траектории движения нашей горнодобывающей и нефтегазовой промышленности, решала логистические уравнения со множеством непредсказуемых параметров.

Так, в первой половине квартала:

- Индия и Китай обозначили новые контуры рынков сбыта: дисконт в треть цены на нефть воодушевил наших партнеров на резкий рост закупок, объем танкерных перевозок резко пошел вверх, невзирая на угрозу вторичных санкций. Возникло ощущение стабильности и, главное, долговременности такого процесса;
- В продажах золота наблюдались похожие тенденции: на смену Великобритании, покупавшей еще недавно до 84 % российского золота, пришли аффинажные заводы Швейцарии. И это несмотря на то, что в этой стране также действует золотое эмбарго России. Но рекорд установил Китай, в июле увеличивший закупки золота в 50 раз по сравнению с июлем 2021 г;
- Страны ЕС, введя режим жесткой экономии в промышленности и домохозяйствах, с жадностью закачивали газ из наших газопроводов в свои подземные газохранилища, не забывая при этом скупать пелеты.

Однако вторая половина квартала явила нам новые факторы структурной деформации рынков российских георесурсов:

- Продажи нефти в Индию и Китай стали значительно сокращаться. То ли сказывается рецессия в промышленном производстве этих стран, то ли возымели действие угрозы применения к ним вторичных санкций;
- Коллективный Запад с 10 августа ввел эмбарго на российский уголь, что, разумеется, отразится на снижении общего объема добычи угля и перераспределении пропорций по способам его добычи – карьерной и шахтной. Наиболее чувствительными оказались поставщики коксующегося угля, экспорт которого был ориентирован главным образом на европейские рынки;
- Происходит драматическое сокращение импорта золота в Китай;
- Произошло полное прекращение поставок газа в Европу по газопроводу «Северный поток», сопровождающееся захватывающим детективным сюжетом. Возобновление работы этого газопровода пока не ожидается.
- Страны ЕС, активно обсуждая работу механизма под названием «Потолок цены на нефть», тем не менее стремятся закупить побольше нефти до того, как вступит в силу объявленное на нее эмбарго с 5 декабря, а на нефтепродукты – с 5 февраля 2023 г.

И уже по традиции, о позитивных новостях.

Прошедший в Казани «Татарстанский нефтегазохимический форум» еще раз наглядно показал, что научное и производственное сообщество активно обсуждает не только «…как выжить в такой непростой ситуации в условиях беспрецедентных и наглых санкций...», но демонстрирует современное оборудование, разработанное в парадигме импортозамещения. Кроме того, форум обозначил новые горизонты международной интеграции России в нефтегазовой сфере, при этом четко дав понять, что «…другого выхода нет, будем двигаться на восток…».

Еще не остыли кресла Тюменского форума TNF, «…впервые ставшего федеральной площадкой для прямых коммуникаций между властными структурами и специалистами отрасли...». Как и ожидалось, сквозной темой большинства мероприятий стало импортозамещение, а также осознание того, что «…рыночные механизмы больше не работают…». Откровением прозвучало утверждение, что «…тендеры на ещё не существующее оборудование в рамках импортозамещения стали нормой…», а также понимание того, что без участия государства и параллельного импорта (непонятно правда, в какой пропорции), сложно будет достигнуть технологической независимости.

События последней декады сентября окончательно оформили понимание того, что интегрирование георесурсов России в мировых координатах еще больше уменьшилось, а в закрывающееся окно возможностей стало проникать еще больше вызовов.

Искренне ваш,
к.г.-м.н., директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»,
Главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы»
Соколов А.В.

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 24. № 3. 2022

Содержание

Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа

Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти – о достоверности расчетов 10
А.В. Соколов, А.В. Шубина

Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири 17
В.И. Исаев, М.Ф. Галиева, Г. Лобова, С.Г. Кузьменков, В.И. Старостенко, А.Н. Фомин

Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы 49
С.А. Горобец, Н.Н. Лаптев, И.Р. Макарова, А.Я. Голдобин, Ф.Ф. Валиев, А.М. Яфясов, Д.К. Макаров

Изучение истории формирования Северо-Тамбейского структурного поднятия с использованием данных сейсморазведки 3D 69
Ю.А. Загоровский

Особенности геологического строения залежей сверхвязкой нефти, осложненных преднеогеновым врезом 77
А.П. Бачков, В.Г. Базаревская, Д.В. Аношин

Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении (Восточная Сибирь) 84
В.С. Жуков, В.В. Моторыгин

Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса 90
Р.А. Мударисова, Ю.В. Волков, Н.М. Хасанова, Б.В. Успенский

Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федынского) 99
М.Д. Хуторской, С.Ю. Соколов

Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа

Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии 114
Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Б.М. Осовецкий, К.П. Казымов, Е.М. Томилина, А.С. Лебедева, А.С. Чухлов

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Журнал индексируется в:
- **Scopus**
- **Web of Science (ESCI)**
- **РИНЦ**

Журнал включен в **Перечень ВАК**

Главный редактор
А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО» Нижневартовск, Россия

Редакционная коллегия
А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Д.К. Нургалиев, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Л.М. Ситдикова, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
М.Г. Храмченков, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
М.Д. Хуторской, Геологический институт РАН, Москва, Россия
B. Burganov, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
T. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: **www.geors.ru**, **elibrary.ru**

Редакция
Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь: **Д.А. Христофорова**
Технический редактор: А.В. Николаев
Специалист по компьютерной верстке: И.С. Абросимова
Специалист по переводу: А.В. Муравьев
Веб-редактор: А.П. Сабиров

Адрес редакции и издателя
Россия, 420087, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530. E-mail: mail@geors.ru
Учредитель: Д.А. Христофорова
Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ:
ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.09.2022. Тираж 1000. Свободная цена.
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2022 Научно-технический журнал Георесурсы»
Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 24. № 3. 2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Информация от Издателя

По версии SCImago Journal & Country Rank (SJR)*, научно-технический журнал «Георесурсы» вошел во второй квартиль Q2** по итогам 2021 г.

Журнал входит в тройку наиболее цитируемых российских научных журналов, индексируемых в Scopus, по направлениям «Геология» и «Геофизика (согласно данным SCImago). Это большой успех журнала и признание его авторитетным научным изданием научным сообществом.

Редакция и редколлегия журнала благодарят авторов, рецензентов и всех, кто причастен к изданию журнала, за сотрудничество и вклад в развитие журнала. А также ждем от будущих авторов новых статей, посвященных результатам актуальных исследований.

* SCImago Journal & Country Rank (SJR) – авторитетный международный аналитический портал, который предоставляет научные показатели по журналам и странам. SJR размещает рейтинги публикационной активности и статистику цитирования журналов и стран на основе информации из базы Scopus (Elsevier). На основе данных показателей SJR подтверждает влияние и престижность как отдельных научных журналов, так и страны в целом.

** Квартиль – определенная категория издания, показывающая уровень цитирования и спроса на научный контент издания в научном сообществе. Существует четыре категории изданий (Q1-Q4), в Q1 находятся наиболее востребованные, авторитетные издания, имеющие наибольший вес в науке и наивысший показатель цитируемости в мире.

Содержание

Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа

Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения 125
Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, И.Р. Раупов, И.В. Валиуллин, И.М. Фаррахов, М.В. Швыденко

Факторный анализ параметров работы газовых скважин 139
А.И. Щекин, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина, А.В. Хандзель

Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи 149
Ч.А. Гарифуллина, Т.Ф. Халиуллин, И.М. Индрупский, И.В. Валиуллин, А.А. Залятдинов, Е.А. Бурлуцкий, Р.Х. Садреева, Р.Р. Афлятунов, И.Х. Кашапов

Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния 164
Т.С. Ющенко, А.И. Брусиловский

Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах 182
А.А. Михайловский

Геология и разведка месторождений твердых полезных ископаемых

Карагайкульское золото-порфировое рудопроявление (Южный Урал): геохимия и петрогенезис интрузивных пород, состав минералов околорудных метасоматитов и руд 187
С.Е. Знаменский, А.М. Косарев, Г.Т. Шафигуллина

Хромититы Уфалейского ультрамафитового массива (Южный Урал) 197
Д.Е. Савельев

Геоэкологические исследования

Влияние углеродных сорбентов на потенциальную способность почв к самоочищению от нефтяного загрязнения 210
Е.В. Смирнова, Р.В. Окунев, К.Г. Гиниятуллин

Георесурсы и филателия

Георесурсы и филателия: нефть 219
В.В. Соколов

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY

Key title: "Georesursy". Parallel title: "Georesources"

V. 24. Is. 3. 2022

Editor in Chief: Alexander V. Sokolov
Petrogeco JSC, Nizhnevartovsk, Russian Federation

Editorial Board
Bulat Burganov, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
Maxim G. Khramchenkov, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Mikhail D. Khutorskoy, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
Tako Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
Alexander V. Lalomov, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation
Danis K. Nurgaliev, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Lyalya M. Sitdikova, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Konstantin O. Sobornov, Nord-West Geophysics Company, Moscow, Russian Federation
Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
Noel Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Editorial office
Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova
Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev
Translator: Alexander Muraviev. Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy LLC
Editorial and Publisher's address:
Avetievskaya magistral st., 18, build. 2, ap. 3, Kazan, Republic of Tatarstan, 420087, Russian Federation
Phone: +7 927 0390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed Scientific and Technical Journal published since 1999.

The journal is included/indexed in:
- **Scopus;**
- **Web of Science (ESCI);**
- **Directory of Open Access Journals (DOAJ);**
- **CAS (Chemical Abstracts Service) databases;**
- **GeoRef database;**
- **EBSCOhost™ databases;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**

The full-text e-versions of the articles are available on:
www.geors.ru
All the materials of the Journal Georesursy (Georesources) are available under the CC BY license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies
Issue date: September 30, 2022

© 2022 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)
Published by Georesursy LLC

Table of Contents

Geology and Exploration for Oil and Gas Fields

Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates 10-16
A.V. Sokolov, A.V. Shubina

Original Article Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia 17-48
V.I. Isaev, M.F. Galieva, G. Lobova, S.G. Kuzmenkov, V.I. Starostenko, A.N. Fomin

Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model 49-68
S.A. Gorobets, N.N. Laptev, I.R. Makarova, A.Y. Goldobin, F.F. Valiev, A.M. Yafyasov, D.K. Makarov

The North Tambey uplift history study using 3D seismic data 69-76
Yu.A. Zagorovsky

Features of geological structure heavy oil field complicated palaeovalley (P-N) 77-83
A.P. Bachkov, V.G. Bazarevskaya, D.V. Anoshin

Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia) 84-89
V.S. Zhukov, V.V. Motorygin

Carbonate reservoir rocks characterization of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous oil field by electron paramagnetic resonance method 90-98
R.A. Mudarisova, Y.V. Volkov, N.M. Khasanova, B.V. Uspensky

Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch) 99-113
M.D. Khutorskoi, S. Yu. Sokolov

Oil and Gas Field Development and Operation

Study of the structure and development of oil deposits in carbonate reservoirs using field data and X-ray microtomography 114-124
D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, B.M. Osovetsky, K.P. Kazymov, A.I. Tomilina, A.S. Lebedeva, A.S. Chukhlov

Retrospective analysis algorithm for identifying and localizing residual reserves of the developed multilayer oil field 125-138
R.N. Burkhanov, A.A. Lutfullin, A.V. Maksyutin, I.R. Raupov, I.V. Valiullin, I.M. Farrakhov, M.V. Shvydenko

Factor analysis of gas wells' operating parameters 139-148
A.I. Shchekin, V.V. Verzhbitsky, T.A. Gunkina, A.V. Handzel

Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery 149-163
Ch.A. Garifullina, T.F. Khaliullin, I.M. Indrupskiy, I.V. Valiullin, A.A. Zalyatdinov, E.A. Burlutskiy, R.Kh. Sadreeva, R.R. Aflyatunov, I.Kh. Kashapov

A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation 164-181
T.S. Yushchenko, A.I. Brusilovsky

Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers 182-186
A.A. Mikhailovsky

Mineral Raw Material Base of Solid Minerals

Karagaikul gold-porhyric ore occurrence (South Urals): geochemistry and petrogenesis of intrusive rock, composition of minerals of near-ore metasomatites and ores 187-196
S.E. Znamensky, A.M. Kosarev, G.T. Shafigullina

Chromitite deposits of Ufaley ultramafic massif (South Urals) 197-209
D.E. Saveliev

Geoecological Studies

Influence of carbon sorbents on the potential ability of soils to self-cleaning from petroleum pollution 210-218
E.V. Smirnova, R.V. Okunev, K.G. Giniyatullin

В преддверии 60-летнего юбилея Александра Владимировича Соколова в редакцию журнала поступило большее количество поздравлений в адрес этого уникального геолога, директора по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО», главного редактора журнала «Георесурсы».

Александр Владимирович вдохнул новую жизнь в журнал, и редакция искренне благодарна за столь ценное и основательное участие и сотрудничество, поддержку, новые идеи и вдохновение.

Знакомство с А.В. Соколовым стало для нас бесценным и исключительно важным, также как и для многих его коллег. И мы рады опубликовать в журнале поздравления и от его друзей, соратников. К сожалению, непосредственно на страницах журнала мы смогли разместить только некоторые из них, но все поздравления останутся в архиве адресата на долгие годы замечательных воспоминаний.

С уважением,
Христофорова Д.А.
Учредитель и издатель журнала «Георесурсы»

11.09.2022

My dearest Alexander Vladimirovich,

You are much more than a simple Siberian geologist. You are a real expert and someone I have immense respect for in the world of oil and gas. You're also a friend to be counted on for great advice and much wisdom. I am so glad to have known you for so many years now. I wish you continued professional success, the best of health and a happy life at home whether you are in your village, the city or the taiga.

Christopher Saye
Co-founder Oil Exploration Company «Caddo Exploration»

Уважаемый Александр Владимирович!

Мне легко и приятно писать Вам поздравление. 30 лет знакомства, а потом и дружбы позволяют отметить Ваши несомненные достижения в профессии, которой Вы никогда не изменяли. Даже в трудные времена, когда ученые кинулись зарабатывать, чтобы выжить, Вы всегда находили применение своим знаниям.

Не стандартное мышление, заставляющее искать запасы в таких формациях, о которых никто не задумывался, закономерно привело к тому, что Вы стали первооткрывателем трех месторождений! Я знаю, что Вы очень гордитесь, что не брали ни копейки у государства, показав возможность развития частного геологического бизнеса.

Надежда только на свои знания и умения, независимость суждений должны были привести Вас к аналитической работе. Помню наши жаркие споры еще на кухне в Нижневартовске, но тогда Вы еще не были готовы к публичной профессиональной деятельности. Но вот пришла зрелость. И Вы преподаете, издаете журнал, ведете канал в интернете. Ваши статьи порой бескомпромиссны, но вызывают желание перечитать, задуматься, порой изменить свое мнение. Это правильно, потому что только голос профессионала должен быть значим для принятия решений.

Очень ценю Ваше умение дружить, поддерживать в трудную минуту. А еще такой суровый на вид человек помогает братьям нашим меньшим. Рядом с Вами счастливы не только люди, но и животные, которые нашли свою радость в жизни.

Александр Владимирович, будьте здоровы и счастливы! Напишите хорошие учебники, издавайте журнал! Не опускайте далеко от себя профессиональную удачу!

Андреева Н.Н.
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Вице-президент Союза нефтегазопромышленников РФ

Дорогой Александр Владимирович,

С большим удовольствием поздравляю Вас с юбилеем.

Вы один из редких людей, ясно понимающих первопричины нынешней непростой ситуации в нефтегазовом комплексе страны в целом, не только Вашей вотчины Западной Сибири.

Как говорил Публий Овидий Назон: Если болезнь не захвачена в начале, то запоздалые средства бесполезны."

Уверен, что Ваш опыт и теоретика, и практика внесут существенный вклад в выработку правильных системных управленческих решений.

Этому способствует не только Ваша экспертная деятельность, но и позиция главного редактора давно мне знакомого и уважаемого журнала.

Григорьев М.Н.
к.г.-м.н, академик РАЕН, директор и сооснователь ООО «Гекон»

«Нефтису» с Александром Владимировичем Соколовом – основателем и директором ООО «ПЕТРОГЕКО» связывают давние деловые отношения. С его непосредственным участием были открыты новые перспективы на ключевых месторождениях ГК «Нефтиса».

От всей души поздравляю Александра Владимировича с 60-летним юбилеем! Геологи, одни из самых смелых и целеустремленных людей, которые двигаются вперед и достигают успеха несмотря на всю сложность своей работы. И Вы, Александр Владимирович, являетесь ярким примером истинного геолога. Ваш опыт в нефтегазовопоисковой геологии, изобретения, исследовательские работы, открытые месторождения – говорят о неординарном мышлении, сильном и твердом характере. Пройден длинный путь, но уверен, что еще много открытий ждет Вас впереди! С чувством глубокого уважения могу сказать, что мы высоко ценим не только Ваш профессионализм, но и Ваши человеческие качества!

Пусть Ваше трудолюбие и истинная любовь к своему делу продолжает раскрывать недра России. Пусть каждый новый день приносит истинное удовольствие от работы и хорошее настроение!

Зарубин А.Л.
Директор АО «НК «Нефтиса»

Уважаемый Александр Владимирович!

Поздравляя юбиляра, мы обычно обращаемся к прошлому, окидывая взглядом жизненный путь человека в контексте отечественной геологии. Однако нынешний момент можно назвать беспрецедентным: задачи энергетического перехода, поисков нетрадиционных источников энергии совпали с непростой международной ситуацией, и встал вопрос, как в короткие сроки построить альтернативную модель экономики, переосмыслив роль минерально-сырьевой базы России. Все это поднимает Ваш профессиональный опыт на гребень волны, за которой – нечто неизвестное, но неизбежно новое. Потому что сегодня как никогда нужен экспертный взгляд, но не отвлеченный, а вовлеченный и ответственный.

Вы пришли в геологию почти 40 лет назад. Прошли путь от интерпретатора данных каротажа до основателя успешных нефтегазопоисковых компаний. Получив степень кандидата геолого-минералогических наук, Вы остаетесь долгие годы в числе ведущих экспертов ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», занимаетесь консалтингом российских нефтегазовых компаний и совместных предприятий, преподаете в Санкт-Петербургском государственном университете и Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова, РЭУ им. Г.В. Плеханова, являетесь главным редактором журнала «Георесурсы», автором множества статей в профильных изданиях и неизменным участником научно-практических конференций. Обладая многолетней практикой и научно-теоретической базой, Вы видите современные проблемы минерально-сырьевой базы глазами инженера-геолога, экономиста, управленца, инвестора, независимого эксперта, ученого и недропользователя. В условиях неизвестности Вы сохраняете исследовательскую позицию, задавая больше вопросов и не боясь ставить во главу угла самые острые и неудобные. Целесообразность поисков, проблемы разведки, нефте-и газодобычи в удаленных районах – Якутия, Западная Сибирь, Югра, вопросы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, экспертизы и подсчета запасов углеводородного сырья, корректировки технологии разработки, экономики – от льготирования и налогообложения до рентабельности, изменение режима недропользования, судьба крупных и малых добывающих компаний, социальные проблемы в связи с сокращением добычи – таков широкий круг вопросов, где ваша аналитика и прогнозы вызывают активный интерес профессионального сообщества.

Вы неоднократно заявляли, что сегодня, когда меняется парадигма развития страны, а значит, и геологической отрасли, возрастает необходимость честной и справедливой оценки российских запасов, объективного понимания, сколько из них являются рентабельными для добычи. Этот вопрос является одним из стратегических для экономики страны в целом – и Ваш опыт в его решении незаменим. Вас не просто интересно читать и слушать как практика и эксперта. Неизменное уважение вызывает то, что Вы умеете признавать ошибки, оставить в прошлом задачи, потерявшие актуальность или не оправдавшие затрат, – для этого нужна смелость и готовность идти дальше, искать другие пути. Обнадеживает не только Ваш реалистичный взгляд на ситуацию, но и вера в отечественных специалистов: спасение Вы видите в интеллектуальном потенциале. Вот этот Ваш оптимизм очень хочется разделять не только на словах, но и на деле. Важно всесторонне и глубоко изучать недра в любой экономической ситуации, потому что знания делают нас сильнее.

В одном из недавних интервью Вы отметили, что геолог имеет особенность мыслить категориями вечности: миллионами лет, геологическими эпохами применительно к Земле, на которой все меняется, разрушаясь, но после преобразуется во что-то более красивое и благородное, прекрасное. Геологическое осмысление, созерцание питает нашу любовь к профессии. Пусть и ландшафт Вашей жизни будет ярким, полным смыслов и вдохновляющих результатов, сознания, что мы, геологи, работаем не зря. И, конечно, очень хочется этого для всей нашей страны. Ведь мы вместе трудимся для нее.

Примите наши искренние пожелания здоровья, сил, благополучия Вам и Вашим близким.

С уважением, благодарностью и надеждой на дальнейшее сотрудничество
Шпуров И.В.
д.т.н., генеральный директор ФБУ «ГКЗ»

Посмотреть «за горизонт» (о геологе А.В. Соколове)

Успех в изучении, поиске и разведке полезных ископаемых приносит не столько следование методикам и стандартным апробированным подходам, сколько умение «посмотреть за горизонт». Не только в буквальном – геологическом – смысле увидеть перспективы другой территории, другого глубинного горизонта, но и в более широком смысле соединения знаний, навыков и видения объекта под другим углом зрения и, зачастую, с позиции специалистов других профессий.

Именно это и отличает Геолога-Нефтяника – Александра Владимировича Соколова – взгляд с позиций и разработчика и экономиста и, что не менее важно, гражданина своей страны. Именно в силу данного обстоятельства и произошло наше знакомство – Александр Владимирович пришел на заседание экономической секции традиционной нефтегазовой конференции в Ханты-Мансийске, которую доверили вести мне. Это было более 20 лет назад.

Не все геологи до сих пор понимают, что основная цель добычи нефти и газа – не только и не столько удовлетворение потребностей в энергоресурсах и в поступлении налогов и создании рабочих мест, сколько в создании возможностей для развития современной экономики и решения задач социально-экономического характера.

Александр Владимирович это отчетливо и понимает, и представляет. Именно поэтому он является приверженцем социально-экономически эффективного освоения ресурсной базы в тех регионах и там, где уже накоплены опыт, имеются значительные знания и сформированы уникальные компетенции.

Такой взгляд и подход к полной мере созвучен тем задачам и вызовам, которые стоят перед нашей Отчизной в это непростое время.

Успехов Вам, дорогой подвижник, соратник и единомышленник.

Крюков В.А.
д.экон.н., профессор, академик РАН,
Директор «Института экономики и организации промышленного производства СО РАН»,
Член Совета Директоров ПАО «Татнефть»

Говорить о Соколове Александре Владимировиче мне, как человеку, связавшему свою жизнь с нефтепоисковыми геологией и геофизикой Западной Сибири, с одной стороны, просто, а с другой сложно, поскольку он являет собой пример глубочайших знаний в этих отраслях и не любит фальши ни в чем. Он, как я всегда его представлял и представляю своим друзьям по цеху – ПРОСТОЙ РУССКИЙ ГЕОЛОГ. И добавляю – универсант. И это чистая правда.

Познакомились мы с Александром Владимировичем в конце прошлого века в Нижневартовске, когда он возглавлял Сибирскую геологическую компанию. В этот время в России в целом, и в Югре в частности создавались компании, основной целью которых было получение лицензий на право пользования недрами с последующей их продажей. В ту пору это было очень модно – иметь такую лицензию. В Югре в это время были созданы и активно работали комиссии по геолого-разведочным работам, лицензированию фонда недр, разработке. Эти комиссии были наделены соответствующими российскими министерствами полномочиями с правом принятия конкретных решений. Работа была интересная и ответственная. Отношения между недропользователем и лицензиатом были закреплены в соответствующих лицензионных соглашениях, выполнения которых по срокам, видам и объёмам работ проверялись в соответствии с российским законодательством. На одной из таких комиссий мы и познакомились с Александром Владимировичем. Меня, да и многих моих коллег (но не всех) поразила конкретика принятых к исполнению лицензионных обязательств, которые, как оказалось позднее, были выполнены в сроки и в полном объёме.

Наши деловые отношения всегда были позитивными. Я относился и отношусь сейчас к Александру Владимировичу как человеку – профессионалу. Это подтверждает и его геологические открытия Колтогорского (2009 г.); Западно-Колтогорского (2014 г.) и Южно-Трехозерного (2014 г.) месторождений. Открытие первых двух на бортах Колтогорского мегапрогиба на глубинах свыше 3000 метров вызвало большие споры в геологическом сообществе Югры, но доклад Александра Владимировича с предоставлением всех подтверждающих модель геолого-геофизических материалов снял у комиссии все вопросы. Говоря об открытии Южно-Трёхозерного месторождения, а я был его свидетелем, то оно было сделано сначала «на кончике пера», интуитивно. И лишь благодаря настойчивости Александра Владимировича, открытие состоялось фактически.

Сегодня говоря о юбиляре, как о специалисте, хочу отметить, что тот сибирский стержень, который всегда присутствовал у него, остался неизменным и приобрел более объемный масштаб.

В этот знаменательный день хочется пожелать Александру Владимировичу стойкости, мудрости и долгих творческих успехов на благо процветания России и служения российской геологии.

Кузьменков С.Г.
Заслуженный геолог России, д.г.-м.н.
Профессор Института нефти и газа Югорского государственного университета
Лауреат премии ХМАО-Югры
«За выдающийся вклад в социально-экономическое развитие Югры»

Дорогой коллега, товарищ и друг, Александр Владимирович Соколов!

Сегодня у Вас Юбилей 60, который подтверждает, что Вы в расцвете сил, полны энергии и желаний творить, трудиться и работать с большим интересом, как Вы привыкли это делать всю свою жизнь.

Семья геолога, крупного ученого, Владимира Яковлевича Соколова дала Вам любовь к профессии, к справедливости и к настойчивости в достижении своих целей. И Вы следуете традициям семьи, оберегая и приумножая нашу геологическую историю.

Московскому государственному университету и нам, лично, повезло, что Вы решили прийти в МГУ имени М.В. Ломоносова и делиться своими знаниями с молодым поколением. Ребята слушают Вас с нескрываемым интересом и радостью, что они могут в начале своего пути пообщаться с крупным геологом, производственником, который открывал месторождения нефти и газа, знает и любит суровые условия Сибири, людей, которые трудятся в полях, чувствует персональную ответственность за нашу нефтегазовую отрасль и старается привнести в нее свежее дыхание.

На Ваши лекции идут и записываются профессионалы, которые уже работают в нефтяных компаниях. Им нужен Ваш опыт и Ваше суждение о сложных вопросах нефтегазовой геологии. А Ваша харизма, с которой Вы изучаете историю становления науки о нефти и газе, притягивает людей. И это прекрасно видно на всех наших конференциях «Новые Идеи в геологии нефти и газа», когда на Ваши секции приходит много профессионалов, желающих поделиться своими идеями и результатами. Вас читают, Вы интересны, поэтому журнал «Георесурсы» под Вашим руководством будет развиваться и покажет нам еще много сценариев, по которым может пойти российская нефтегазовая отрасль.

Делитесь своими знаниями, передавайте свой интерес к жизни и к профессии молодому поколению и оставайтесь в боевом геологическом строю еще много лет.

С глубоким уважением,
Коллектив кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых
Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова
И лично заведующий кафедры, профессор, д.г.-м.н.
Ступакова А.В.

Александр Владимирович Соколов относится к героической части поколения 80-90-х нефтяных геологов Западной Сибири. В условиях огромного потока разнообразной информации, быстрой проверки идей и ответственности за принятые решения происходил быстрый профессиональный и управленческий рост.

В геологии всегда присутствует доля условности, неопределенности, всегда недостаточно информации для построения точной геологической модели, для принятия решений о бурении поисковой скважины, гарантирующих успех. Геолог всегда рискует.

Мне посчастливилось в Нижневартовске познакомится с Александром Владимировичем именно в эти годы – годы его становления как руководителя масштабных геолого-разведочных проектов, опытного специалиста, отличающегося лидерскими качествами, креативным мышлением, железной логикой и особой нефтяной поисковой интуицией. Результат – открытие трех месторождений нефти с запасами нефти более 140 млн т.

Необходимо отметить еще один у Александра Владимировича, не каждому геологу присущий, аспект профессиональной деятельности – проведение геологической экспертизы нефтегазовых проектов, моделей, оценка ресурсов, запасов УВ. Уровень – действующий эксперт ГКЗ РФ. Экспертиза основывалась не только на геозаконах природы, закономерностях размещения и строения залежей, но и на опыте, богатстве воображения, аналитическом уме и понимании природы рисков.

Высококлассным экспертом может стать только специалист, изучивший тысячи скважин, материалов ГИС, испытаний, образцов керна, сотни месторождений России.

После долгого перерыва, мне довелось работать рядом с Александром Владимировичом в комиссии ГКЗ. Неоценима оказанная мне помощь в организации экспертной работы, в понимании как ставятся задачи, как находятся решения. Могу особо отметить государственный подход к решению прикладных и научных проблем геологии, профессиональный анализ минерально-сырьевой базы, уважительное отношению к авторскому видению и геологическому обоснованию.

Александр Владимирович! Хоть мы сейчас и сидим в кабинетах, но хочу пожелать Вам открытий новых месторождений, залежей (это ни чем не передаваемое чувство)! Удачи, твердости духа, конечно же счастья и благополучия родным, близким!

С уважением,
Шутько С.Ю.
Директор ООО «ДТА-Центр»

Уважаемый Александр Владимирович!

От имени коллектива блока ГиР ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» и от себя лично сердечно поздравляю Вас с 60-летием!

Много лет Ваша профессиональная деятельность связана с геологической отраслью. У Вас за плечами большой жизненный путь, наполненный весомыми достижениями, яркими событиями, открытиями новых месторождений черного золота,повседневной кропотливой работой.

Вы внесли большой личный вклад в решение многих актуальных проблем и пользуетесь непререкаемым авторитетом среди геологической общественности как признанный лидер в геологоразведке и эксперт по запасам!

Многим коллегам Вы демонстрировали изящные решения геологических задач, раскрывая взор на масштаб проблем, перспективы месторождений и залежей, и вносили оптимизм в проекты.

Несомненна Ваша заслуга в подготовке специалистов-геологов, на Ваших курсах и лекциях всегда интересно.

Желаю Вам крепкого здоровья, радости, неиссякаемого оптимизма и семейного благополучия! Уверен, что и в будущем Вы будете по-прежнему целеустремленным, активным и востребованным!

С уважением,
Заместитель директора по геологии и разработке,
Ижевский нефтяной научный центр
Васильев Д.М.

Уважаемый Александр Владимирович.

Поздравляю Вас с круглой датой, которая совсем недавно давала возможность оценить собственные достижения в геологической науке, в поиске залежей нефти и газа, оценке запасов и выработки оптимистичных рекомендаций по освоению месторождений для недропользователей.

Мы познакомились с А.В. Соколовым в комиссии по оперативному подсчету запасов ГКЗ под руководством док. Е.Г. Арешева, который создал великолепный коллектив профессиональных экспертов по разным направлениям геологической и геофизической оценки залежей углеводородов. В это время были интереснейшие по разным дисциплинам дискуссии среди экспертов и авторов при анализе состояния представленных залежей. Они расширяли профессиональный кругозор специалистов: геолог оценивал результаты сейсморазведки и давал рекомендации по дальнейшим исследованиям, промысловый геофизик рекомендовал проведение и анализ испытаний скважин и керна.

Одним из лидеров дискуссий был Александр Владимирович. Коллеги, в перерывах между заседаниями, совместно планировали подготовку статей, докладов, монографий, диссертаций. Рассматривали вопросы эффективной подготовки студентов и молодых специалистов, которые проводил А.В. Соколов на геологическом факультете в МГУ им. М.В. Ломоносова.

Желаю Александру Владимировичу здоровья, долгих плодотворных лет жизни, подготовки обобщающих результатов по геологическому и промысловому анализу залежей углеводородов.

Советник ЦГЭ, доктор тех. наук,
канд. физ.-мат. наук, доцент, член корр. РАЕН,
Почетный нефтяник РФ, Почетный разведчик недр РФ.
Кириллов С.А.

Уважаемый Александр Владимирович!

От всей души поздравляем вас с Юбилеем!

Пройдя профессиональный путь от интерпретатора геофизических данных до директора нефтедобывающей компании и накопив немалый опыт, Вам удается сохранять неиссякаемый оптимизм и жажду открытий, заряжая окружающих своей энергией и любовью к профессии. Обладая глубокими знаниями, Вы охотно делитесь ими с коллегами и миром, с вдохновением передаете подрастающему поколению свой уникальный экспертный опыт: Ваши лекции, да и просто рассказы всегда завораживают слушателей, унося их в дальние, суровые, но такие интересные места.

С недавних пор Вы развиваете ещё одно интересное и важное направление – популяризацию геологической науки, и мы уверены, что если во главе стоит такой человек, как Вы, – оно обречено на успех! «Петрогеко» и журнал «Георесурсы» уже сегодня служат источником идей и образцом экспертизы в области нефтегазовой геологии для всего профессионального сообщества.

Что же можно пожелать такому разностороннему и успешному человеку? Крепкого здоровья и долгих лет жизни для осуществления всего задуманного! А еще – сил и возможностей сочетать все свои увлечения и занятия, удивляя профессиональное сообщество новыми страницами геологической науки, и не только.

Большого Вам личного счастья, успехов во всех начинаниях, отличного настроения и благополучия.

С уважением и наилучшими пожеланиями,
Команда «Нефтьсервисхолдинг»

Уважаемый Александр Владимирович!

Долгое время знаю Вас как профессионала российской нефтегазовой геологии. В процессе совместной деятельности в вопросах экспертизы материалов подсчета запасов УВ получал от Вас очень профессиональные отзывы о представленных материалах! Ваши замечания и предложения по улучшению геологической части работы всегда очень точные, продуманные и научно обоснованные. В тоже время они отличаются высоким уважением к авторскому коллективу и поэтому воспринимаются весьма адекватно и не вызывают желания поспорить с Вами, а только стремление учесть их в следующих работах для достижения более высокого профессионального качества.

В последние годы открылась ещё одна Ваша сторона это издательская деятельность в части аналитики и прогноза дальнейшего развития нефтегазовой отрасли России и в целом мировой энергетики. Ваши анализы состояния сложившейся ситуации и прогноз помогают правильно оценить настоящее и представить как минимум ближайшее будущее нефтегазового сектора российской и мировой энергетики.

От всей души поздравляю Вас с юбилеем! Желаю Вам дальнейших творческих успехов и жду от Вас новых аналитических материалов по геологии нефти и газа России и мира!

Пономарев В.Е.
Эксперт Департамента геологоразведочных работ ПАО «НОВАТЭК»

К поздравлениям в адрес Александра Владимировича Соколова также присоединились:

Агапитов Д.Д., Институт Геотехнологий

Базаревская В.Г., Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»

Болховитин Е.А., ООО ПГ «БЕНТИНГ»

Бриллиант Л.С., Тюменский институт нефти и газа

Гутман И.С., Институт проектирования и научной экспертизы

Давыдова Е.Н., ПАО НК «Русснефть»

Денисов Ю.А., АО «Комнедра»

Егоров А.Ф., АО «Аллойл»

Иутина М.М., ФГБУ «ВНИГНИ»

Писарницкий А.Д., Колова Д.Г., Евразийский союз экспертов по недропользованию

Кузин И.Г., ООО «РН-БашНИПИнефть»

Кузнецов А.В., Latinas Petroleum

Лушпеев В.А., ООО «Газпромнефть-НТЦ»

Мазитов М.Р., ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Мицык А.В., ООО «ЭНСО»

Морозов В.Ю., ЗапСибНИИГГ

Петерсилье В.И., ФГБУ «ВНИГНИ»

Плотников А.В., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Подтуркин Ю.А., ООО «РГ Консалтинг»

Поляков А.А., ОАО «НК «Роснефть»

Рейнгарт Д.В., ООО «Нобель Ойл»

Саакян М.И., ДеГольер энд МакНотон

Соборнов К.О., ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»

Старцев Ф.В., ООО «РУСвелл»

Стуков С.П., ООО «Сладковско-Заречное»

Стулов П.А., Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Фаерман С., Radial Sistem Drilling

Федорцов В.В., ЗАО «СИБКОР»

Хейфиц А.В., Королев А.Е., ООО «Аган Энерджи»

Хитров А.М., Институт проблем нефти и газа РАН

Чернов Е.Ю., ООО «Спецтехногаз»

Шпильман А.В., ООО «СибГеоПроект»

Шустер В.Л., Институт проблем нефти и газа РАН

и многие другие.

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2

УДК 622.276

Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти – о достоверности расчетов

А.В. Соколов[1], А.В. Шубина[2]*

[1]ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия

[2]ФБУ «ГКЗ», Москва, Россия

В настоящее время при оценке состояния сырьевой базы и общем прогнозе развития добычи нефти часто оперируют понятием обеспеченности (или кратности) добычи запасами, отражающим, как считается, гарантированное время вовлечения текущих извлекаемых запасов в активную разработку. Однако при этом сроки (цифры) существенно разнятся. В связи с этим представляется целесообразным еще раз остановиться на содержании общеупотребляемого показателя обеспеченности добычи запасами, различиях в подходах к его расчету и использованию в нашей стране и за рубежом, а также возможности оперирования им при прогнозе добычи и потребности в приросте запасов.

Ключевые слова: обеспеченность запасов, кратность запасов, нефть и газ, добыча

Для цитирования: Соколов А.В., Шубина А.В. (2022). Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти – о достоверности расчетов. *Георесурсы*, 24(3), с. 10–16. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2

Введение

В истории развития минерально-сырьевой базы РФ показателю обеспеченности добычи запасами углеводородного сырья (УВС), иногда называемому кратностью, традиционно придается особое, можно сказать, сакральное значение. Величина «обеспеченности» в 30, 40 и более лет считается доказательством благополучия состояния минерально-сырьевой базы (МСБ) не только в отдельных компаниях, но и всей страны в целом. Следует сказать, что «спокойствие и уверенность» в масштабе обеспеченности запасами УВС как залога стабильности добычи нефти и газа, доминирует в общественном и профессиональном сознании последние десятилетия.

Например, в интервью журналу «РБК» (2021) министр Природных ресурсов и экологии РФ А.А. Козлов, отмечает, что «…обеспеченность России запасами нефти при существующем уровне ее добычи составляет 59 лет, природного газа – 103 года…» [1]. Эксперты Счетной палаты РФ, проанализировав воспроизводство МСБ, пришли к выводу, что обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых месторождений нефти составляет порядка 35 лет (Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы…, 2020). В интервью журналу «Нефть и Капитал» (2017) С.Е. Донской (Министр природных ресурсов и экологии РФ, 2012–2018 гг.) указывал, что «… разведанных запасов нефти в нашей стране хватит на 36 лет, а с учетом месторождений, находящихся в разведке, – на 57 лет…» [2]. На годовом общем собрании акционеров ПАО «Роснефть» (2016) глава компании И.И. Сечин утверждал, что ПАО «Роснефть» «…обеспечена запасами при текущей добыче на 46 лет…» [3], а в интервью агентству «Интерфакс» в 2013 году, он сообщил, что «…ОАО НК «Роснефть» обладает запасами углеводородов на 100 лет добычи, и значительная часть этих запасов находится на российском шельфе….» [4].

Следует особо отметить, что подобные высказывания официальных лиц не редкость, и всех их объединяет один тезис – в РФ, в отдельных регионах или же в отдельных компаниях обеспеченность запасами наблюдается на многие десятилетия вперед (рис. 1).

Методика расчетов

К большому удивлению авторов настоящей статьи, они не обнаружили при проведенном литературном обзоре первичного упоминания какого-либо методического обоснования для определения обеспеченности (кратности) запасов. В итоге, в условиях отсутствия методики расчета наблюдаются разные толкования и произвольные интерпретации полученных результатов.

В связи с этим уместно напомнить, что до 2016 года, когда действовала Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (2001 г.), основанная на выделении категорий по принципу изученности, показатель кратности определялся как отношение суммы текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) категорий А+В+С1 к величине годовой добычи нефти или газа:

$$\textbf{Кратность} = \frac{\textbf{Текущие запасы категорий А+В+С1}}{\textbf{Годовая добыча Q}}$$

* Ответственный автор: Александр Владимирович Соколов
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

[1] Козлов А.А. Глава Минприроды рассказал, когда в России закончатся нефть и газ, 11.05.2021. РБК. https://www.rbc.ru/business/11/05/2021/609971fe9a7947e065f63cd4

[2] Донской С.Е. Мы не исключаем возможности крупных открытий в Западной Сибири. Интервью журналу «Нефть и Капитал», 01.11.2017. https://oilcapital.ru/interview/01-11-2017/sergey-donskoy-my-ne-isklyuchaem-vozmozhnosti-krupnyh-otkrytiy-v-zapadnoy-sibiri-bd2b3be2-b288-493d-940e-4c49f3e00de0

[3] Сечин И.И. Выступление на годовом общем собрании акционеров в Санкт-Петербурге, 15.06.2016. Рамблер. https://finance.rambler.ru/economics/33915462/?utm_content=finance_media&utm_ medium=read_more&utm_source=copylink

[4] Сечин И.И. Роснефть обладает запасами углеводородов на 100 лет добычи, 6.10.2013. Интерфакс. https://www.interfax.ru/business/332950

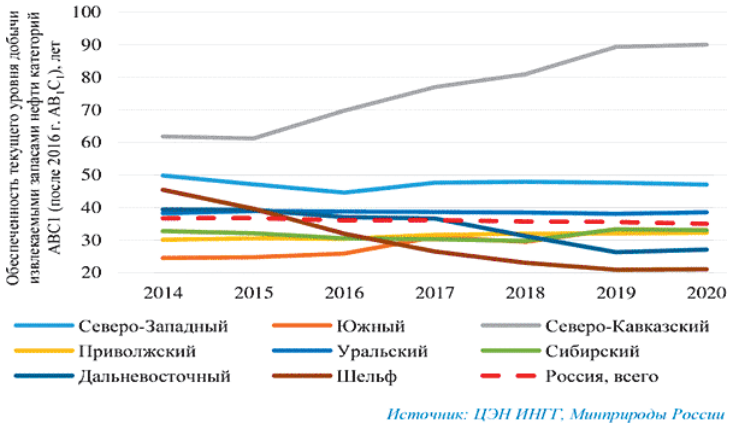


Рис. 1. Обеспеченность текущего уровня добычи извлекаемыми запасами нефти, лет (МПР РФ, 2020)

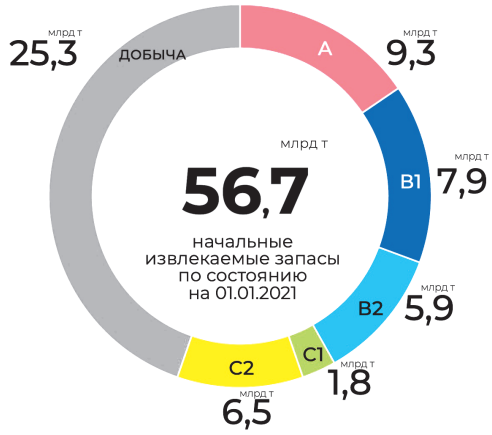


Рис. 2. Структура ТИЗ разных категорий (по данным Государственного баланса полезных ископаемых РФ, 2021)

При этом по умолчанию понималось, что из всех вышеупомянутых категорий **A+B+C1** так или иначе осуществлялась добыча, и соответственно, все эти категории запасов в тех или иных пропорциях были вовлечены в промышленный оборот.

После введения в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Классификации запасов…, 2013) (далее – Классификация) в 2016 году за прошедшие шесть лет существенным образом изменилась структура запасов УВС, числящихся в государственном балансе полезных ископаемых РФ. Так, например, согласно требованиям Классификации промышленная разработка осуществляется из текущих извлекаемых запасов категории А, при этом вклад в текущую добычу категорий В1 и С1 практически ничтожен, а из категорий В2 и С2 добыча не предусмотрена.

Как следствие, формула расчета изменилась, и уравнение приобрело вид:

$$\textbf{Кратность} = \frac{\textbf{Текущие запасы категорий A+B1+C1}}{\textbf{Годовая добыча Q}}$$

При этом следует отметить, что доля ТИЗ категории А из общей триады ТИЗ А+В1+С1 составляет 49 % (рис. 2).

Таким образом, очевидно, что последние 6 лет реальное влияние на расчеты абсолютного значения кратности запасов оказывает только величина текущих извлекаемых запасов категории А.

На рисунке 3 приведена динамика изменения категорий извлекаемых запасов А, В1, В2, С1, С2 по данным государственного баланса полезных ископаемых РФ за последний 21 год для основных нефтедобывающих регионов страны – Западной Сибири, Волго-Урала и Тимано-Печоры.

Как следует из анализа приведенных данных, на протяжении длительного времени пропорция ТИЗ категории А по отношению к накопленной добыче и сумме запасов других категорий достаточно выдержана, что косвенно свидетельствует о равномерном вовлечении запасов в добычу из более низких категорий за счет эксплуатационного бурения. Дополнительно следует отметить, что возможный потенциал будущей добычи из неразбуренных площадей определяют запасы категорий В1, В2, С1, С2, однако их вовлечение в активную разработку зависит от многих факторов – сложность геологического строения, глубина залегания, удаленность от инфраструктуры, налоговая политика, политические риски и т.д.

Также следует отметить, что если по каким-либо причинам величина годовой добычи нефти будет уменьшаться, то при прочих равных условиях, показатель кратности будет увеличиваться. Причин снижения годовой добычи может быть много – в следствие ухудшения добычного потенциала вовлекаемых запасов в разработку, вынужденного сокращения текущей добычи и т.д.

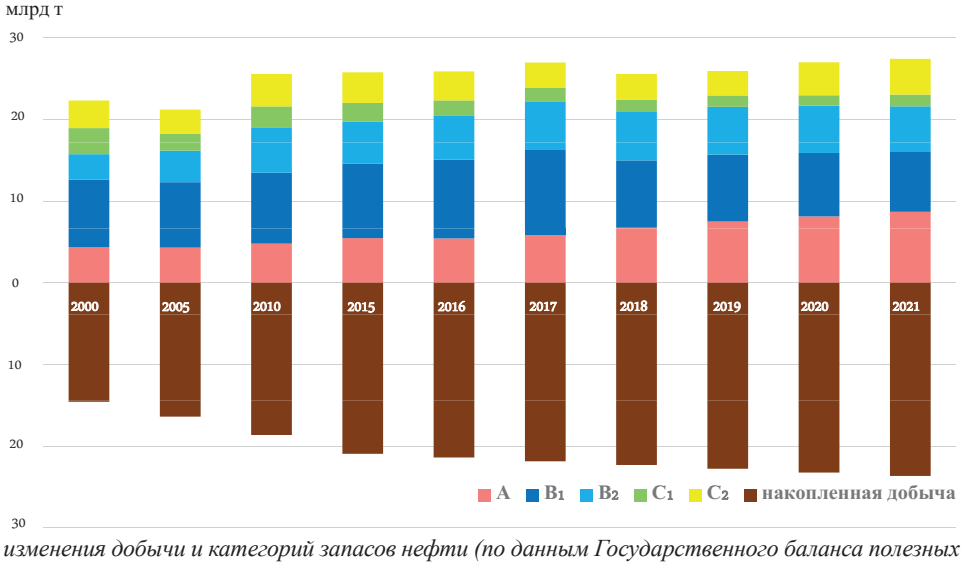


Рис. 3. Динамика изменения добычи и категорий запасов нефти (по данным Государственного баланса полезных ископаемых РФ, 2021)

По мнению авторов, высокие показатели обеспеченности (кратности), получаемые с учетом суммирования ТИЗ А+В1+С1 приводят к завышенным ожиданиям и заблуждениям относительно качества текущих извлекаемых запасов нефти, поскольку никак не отражают способность компаний или региона удерживать достигнутый уровень добычи нефти в длительной перспективе. Также высокие значения показателя обеспеченности (кратности) могут приводить к неверным выводам относительно целесообразности проведения геолого-разведочных работ (ГРР). Как доказательство – в бюджетах государства и российских компаний доля затрат на ГРР уже многие годы весьма незначительна, что косвенно свидетельствует об отсутствии заинтересованности к подобным капиталовложениям.

На недостатки расчета кратности запасов обращал внимание Н.А. Крылов (Крылов, 1991), указывая на «… невозможность использовать то или иное априорно заданное значение кратности в качестве коэффициента, связывающего заданный уровень добычи и планируемый объем запасов на перспективу или запланированный объем запасов и прогнозный уровень добычи…».

Схожую негативную оценку показателю кратности запасов уровню добычи нефти давал О.М. Мкртчан (Мкртчан, 2002, 2005), который считал, что «…значение обеспеченности в определенной степени является условным показателем…. Причем на поздней стадии разработки залежи, когда уровень добычи последовательно снижается, обеспеченность может возрастать, что однако не будет свидетельствовать об улучшении состояния с запасами...». Также он отмечал, что в «… в США обеспеченность рассчитывается только по отношению к доказанным извлекаемым запасам, т.е. в основном разбуренным эксплуатационными скважинами и экономически рентабельными на сегодня для разработки…».

Современные публичные оценки обеспеченности запасами в РФ, где учитывалась экономическая составляющая, появились после проведенной нефтегазовыми компаниями инвентаризации запасов в 2019 году по итогам расчетов для 609 разрабатываемых месторождений (из 2700) с суммарным объемом запасов 17 млрд т (из 28,9 млрд т). Выполненное А.В. Давыдовым (Давыдов, 2020) сопоставление обеспеченности запасами с рентабельностью извлечения дифференцированно по нефтегазовым компаниям показало большой разброс значений – от 10 до 75 лет (рис. 4).

Иную оценку обеспеченности, по материалам инвентаризации, дал С.Б. Клубков (Недра открыты на учет…, 2020), указывающий, что «…при существующих темпах добычи, запасов нефти должно хватить на 18,5 лет...». Эта оценка оказалась существенно ниже всех ранее официально опубликованных значений.

Важно подчеркнуть, что для зарубежных нефтегазовых компаний показатель обеспеченности добычи запасами намного «скромнее» и, как правило, колеблется в пределах первых 10 лет (рис. 5). Причина в том, что при публикации финансовой отчетности публичные международные компании указывают цифру, по кратности запасов рассчитанную исходя из текущих доказанных запасов (1P) по классификации SEC (разбуренные эксплуатационным фондом и рентабельные при текущих ценах на нефть). Иными словами, при расчете обеспеченности используются те запасы УВС, которые непосредственно обеспечивают рентабельную добычу.

Категория А – запасы вовлеченные в активную разработку

Все вышесказанное заставило авторов по-иному взглянуть на проблему оценки обеспеченности запасами УВС и предложить использовать только величину ТИЗ категории А как некий ориентир для понимания того активного объема запасов, который непосредственно вовлечен в добычу. В итоге, формула расчета будет иметь вид:

$$\textbf{Кратность} = \frac{\textbf{Текущие запасы категории А}}{\textbf{Годовая добыча Q}}$$

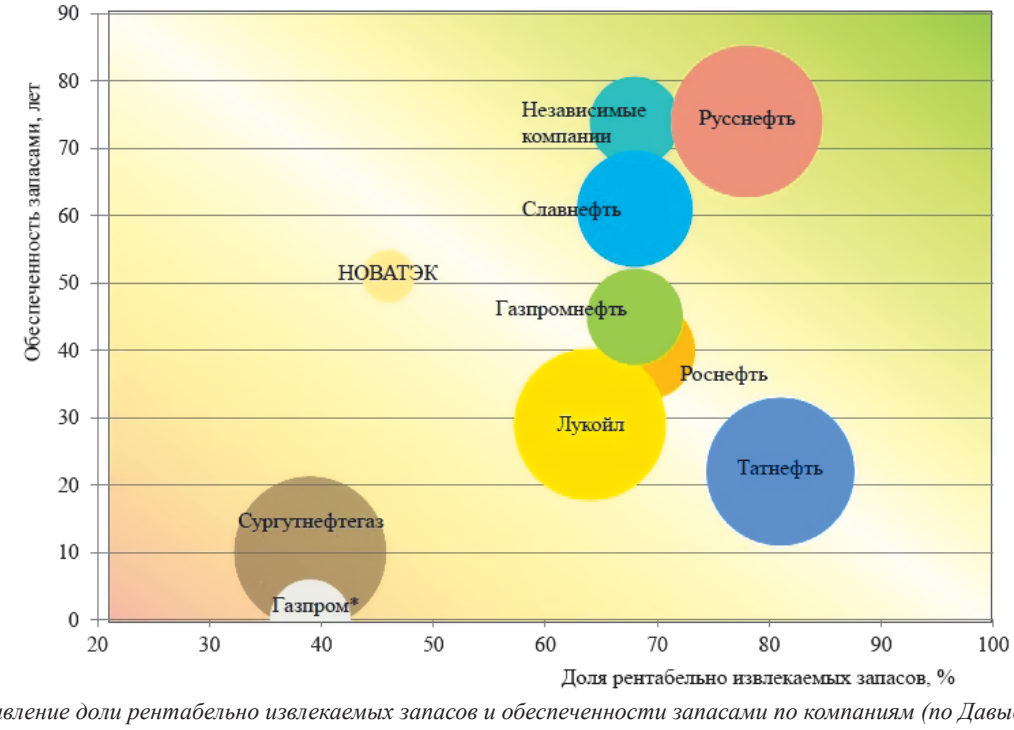


Рис. 4. Сопоставление доли рентабельно извлекаемых запасов и обеспеченности запасами по компаниям (по Давыдову, 2020)

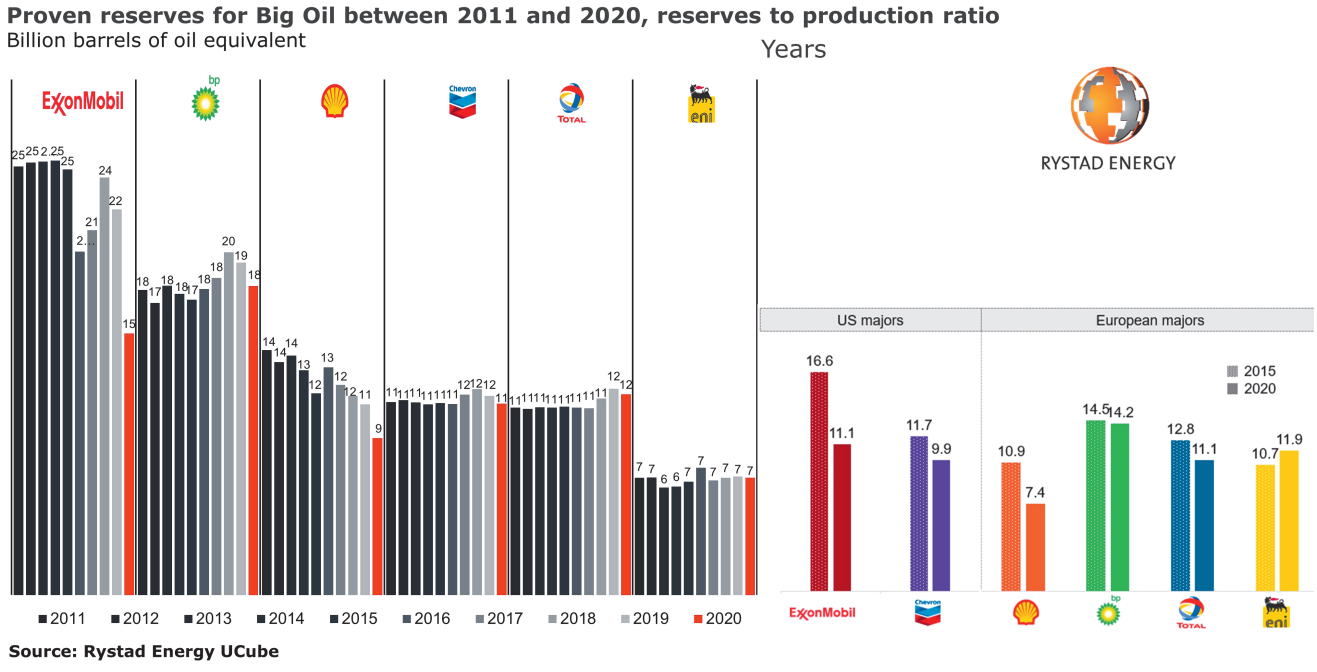


Рис. 5. Динамика движения доказанных запасов мировых компаний и их обеспеченность (по данным Rystad Energy, 2020)

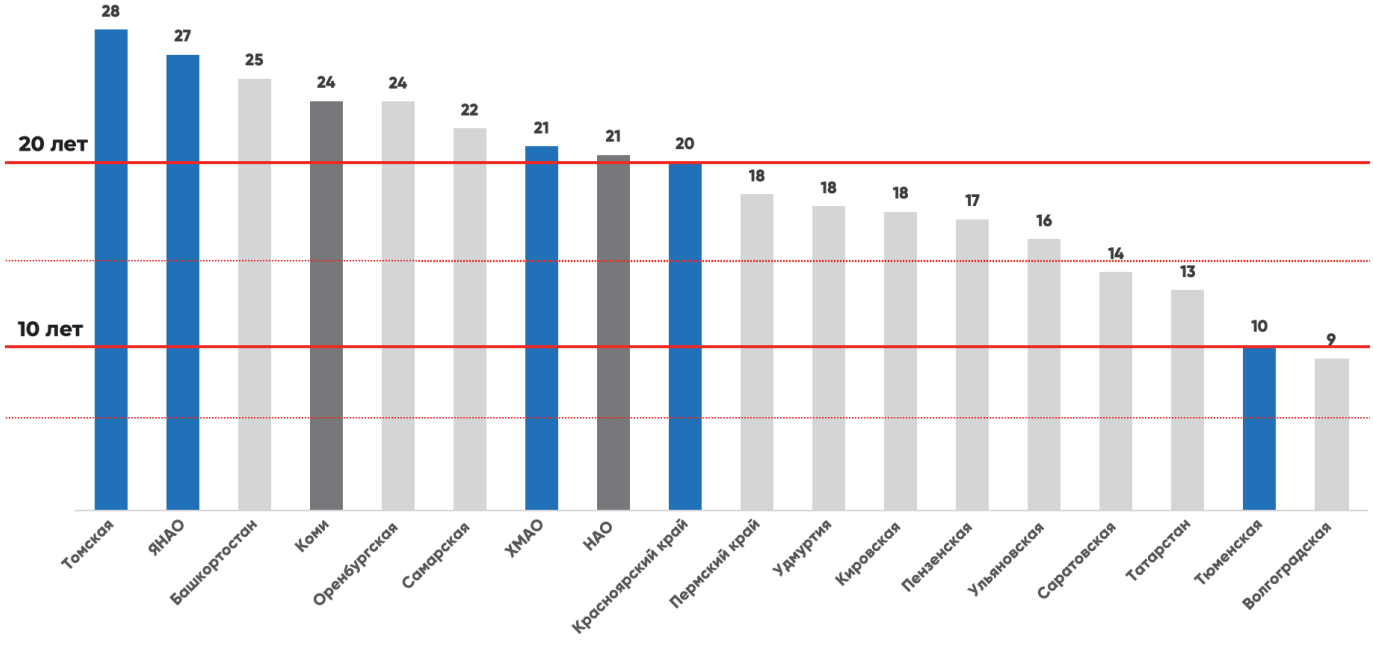


Рис. 6. Обеспеченность добычи для основных нефтедобывающих субъектов РФ

Разумеется, использование ТИЗ категории А в качестве базовой величины, отражающей активные запасы, вовлеченные в разработку, следует воспринимать как некую аналогию с западной практикой, поскольку действующая отечественная классификация запасов отличается от международных классификаций SEC (Комиссия по ценным бумагам США) и PRMS (Классификация сообщества инженеров-нефтяников).

На рисунке 6 показан расчет обеспеченности текущего уровня добычи ТИЗ категорией А для основных нефтедобывающих субъектов РФ. Анализ показывает, что обеспеченность для разных субъектов колеблется от 9 до 28 лет, а в среднем составляет 19 лет, что радикально отличается в меньшую сторону от официальных цифр. Отдельно надо заметить, что в этом расчете использовались значения технологически извлекаемых запасов категории А. Как надеются авторы, анонсированное скорое появление в государственном балансе величины рентабельных запасов, в том числе и для категории А, позволит более корректно подойти к данным и повысить обоснованность выводов. И, как ожидается, показатели обеспеченности будут еще меньше.

Критерий текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) и его комплексирование с обводненностью

Весьма интересные выводы можно сделать, если в знаменатель расчета кратности вместо годовой добычи поставить накопленную добычу. Данное отношение дает возможность судить, насколько выработаны запасы категории А по отношению ко всей накопленной добыче. Очевидно, что результат может как больше, так и меньше

единицы. Значение меньше единицы указывает на начальную фазу жизни месторождения, значение больше единицы свидетельствует о финальной стадии разработки. Равенство единице свидетельствует о том, что половина запасов уже извлечена.

Исходя из вышесказанного, авторы предлагают ввести в обиход понятие **критерия текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз)**, который является частным от деления текущих извлекаемых запасов категории А к накопленной добыче:

$$\text{Кодз} = \frac{\text{Текущие запасы категории А}}{\text{Накопленная добыча Q}}$$

На фоне большой накопленной добычи нефти другим немаловажным фактором понимания качества ТИЗ является их обводненность. Общеизвестно, что современное состояние сырьевой базы страны практически всех нефтегазоносных провинций РФ характеризуется крайне высокой обводненностью. Распространенная практика поддержания пластового давления путем заводнения подразумевает по мере роста добычи и рост текущей обводненности. На рис. 7 показана типовая динамика обводненности по мере роста извлечения нефти на примере некоторых месторождений ХМАО-Югры.

В этой связи информативность анализа текущей обеспеченности добычи запасами существенно повышается, если критерий Кодз комплексировать с текущей обводненностью продукции W (%). На рис. 8 показаны теоретические сопоставления этих параметров. Следует отметить, что шкала Кодз отображается в логарифмическом масштабе.

На поле рисунка вынесены три теоретические области:

- зона равномерной выработки запасов, когда рост W обратно пропорционален величине Кодз;
- зона недооценённых запасов, когда при относительной малой величине W, значения Кодз очень малы;
- зона завышенных запасов, либо низкой выработки запасов, когда наблюдаются повышенные значения как Кодз, так и W.

Результаты анализа

Для иллюстрации информативности подобного анализа проведено структурирование запасов по категориям, выработке и обводненности для месторождений, находящихся в трех основных нефтегазоносных провинциях – Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской – по состоянию на 01.01.2020 (табл. 1). Всего в выборку вошло 3008 месторождений с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) нефти по сумме всех категорий 51,6 млрд т, в т.ч:

- Западно-Сибирская: 801 месторождений с НИЗ – 33,9 млрд т;
- Волго-Уральская: 1 965 месторождений с НИЗ – 14,9 млрд т;
- Тимано-Печорская: 242 месторождений с НИЗ – 2,8 млрд т.

Также в выборку вошли три месторождения Красноярского края (Ванкорское, Тагульское и Сузунское), где идет промышленная добыча нефти.

Анализ графического сопоставления критерия Кодз и текущей обводненности продукции W показал (рис. 9),

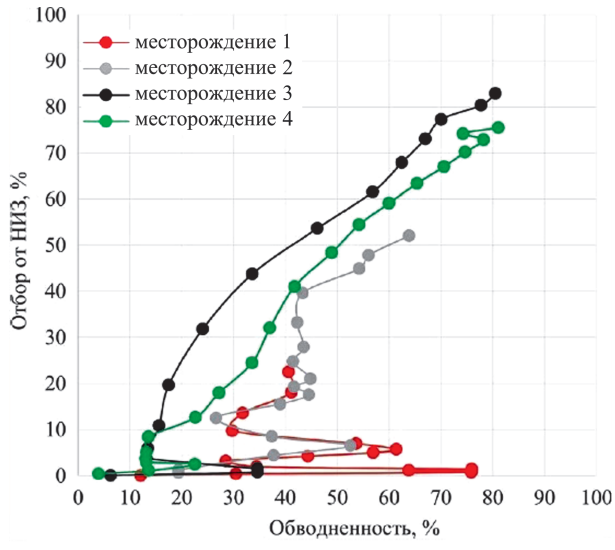


Рис. 7. Динамика обводненности по мере роста добычи (на примере месторождений ХМАО-Югры)

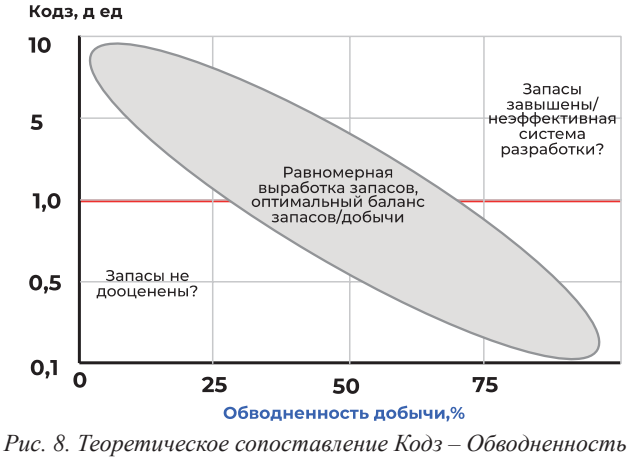


Рис. 8. Теоретическое сопоставление Кодз – Обводненность

как и ожидалось, что большинство регионов оказались в зоне равномерной выработки запасов, где рост W обратно пропорционален величине Кодз. Данные по Саратовской и Волгоградской областям попали в теоретическую зону, по всей вероятности, недооценённых запасов, когда наблюдается относительно малые величины и Кодз, и W. В теоретической зоне завышенных запасов, либо низкой выработки запасов оказались месторождения Красноярского края, где наблюдаются повышенные значения как Кодз, так и W. Очевидно, полученные результаты требуют дальнейшего изучения и более глубокого анализа, что будет являться предметом исследования следующей статьи.

Выводы

1. Показатели обеспеченности (кратности), получаемые с учетом суммирования ТИЗ А+В1+С1, приводят к завышенным значениям и заблуждениям относительно качества текущих извлекаемых запасов нефти.
2. Предлагается использовать только величину ТИЗ категории А как некий ориентир для понимания активного объема запасов, который непосредственно вовлечен в добычу.
3. При использовании в расчетах технологически извлекаемых запасов категории А, показатель обеспеченности для разных субъектов колеблется от 9

Регион	Запасы категории А, млрд т	Накопленная добыча, млрд т	Кодз	Обводненность, %
ХМАО	4,2	11,9	0,35	90
ЯНАО	0,8	1,0	0,75	88
Красноярский край	0,4	0,2	1,67	74
Тюменская область	0,1	0,1	0,88	69
Томская область	0,1	0,4	0,40	85
Республика Татарстан	0,4	3,4	0,11	81
Республика Башкортостан	0,3	1,6	0,16	84
Самарская область	0,3	1,3	0,25	81
Пермский край	0,2	0,8	0,31	62
Оренбургская область	0,5	0,7	0,65	70
Республика Удмуртия	0,2	0,4	0,37	86
Волгоградская область*	14	262	0,05	51
Саратовская область*	19	93	0,20	54
НАО	0,2	0,3	0,63	53
Республика Коми	0,3	0,6	0,52	71

*Табл. 1. Расчет критерия обеспеченности добычи запасами (исходные данные из Государственного баланса полезных ископаемых РФ, 2020). *запасы указаны в млн т*

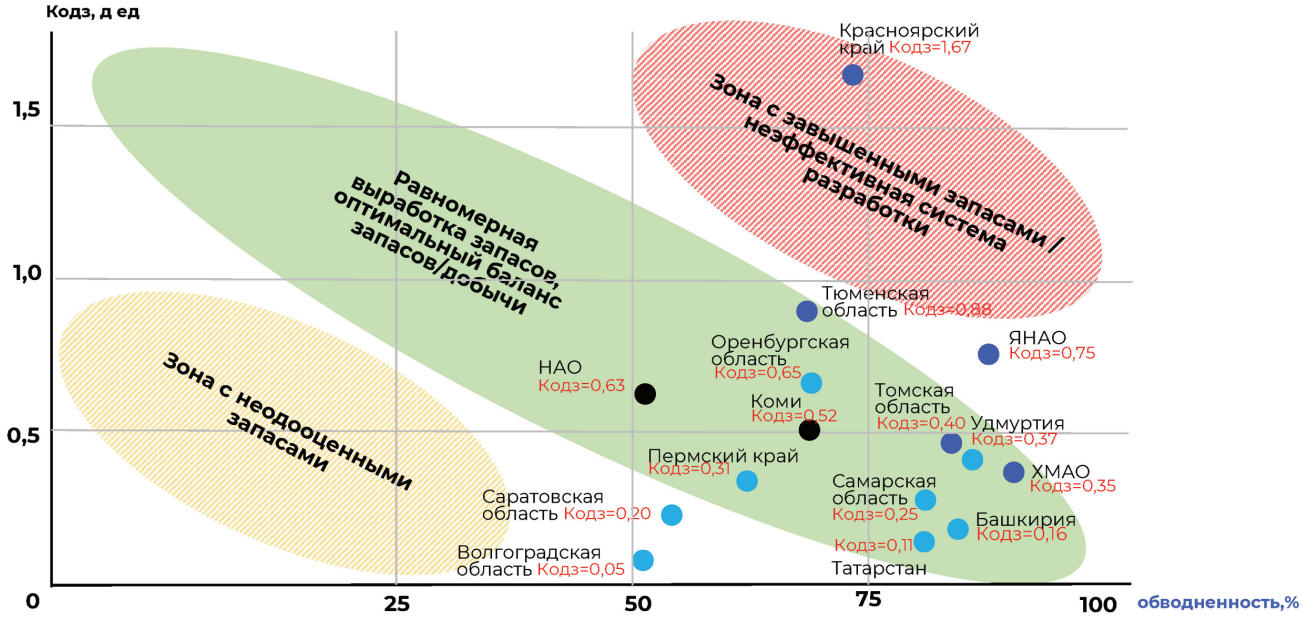


Рис. 9. Сопоставление параметров Кодз – W для нефтедобывающих регионов РФ

до 28 лет, а в среднем составляет 19 лет. Раскрытие информации о рентабельных величинах извлекаемых запасов категории А позволит более корректно подойти к данным и повысить обоснованность выводов.

4. Предлагается использовать понятие критерия текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз), позволяющее судить, насколько выработаны запасы категории А по отношению ко всей накопленной добыче.
5. Информативность анализа текущей обеспеченности добычи запасами существенно повышается, если критерий Кодз комплексировать с текущей обводненностью продукции W (%).
6. **Понятие обеспеченности – это не «гордость» за сотни миллионов тонн «недобываемых» запасов, а понимание того, на какой срок структура и качество текущих извлекаемых запасов способна обеспечить рентабельную добычу при современных технологических и экономических возможностях.**
7. В условиях современной турбулентности политических факторов, прямо или косвенно влияющих на уровни добычи нефти, стремление иметь обеспеченность запасами на многие десятилетия вперед не имеет под собой экономически оправданного смысла.

Благодарности

Авторы выражают признательность А.В. Давыдову за ценные замечания и комментарии в ходе подготовки настоящей работы.

Литература

Временная Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2001). Приказ МПР РФ от 7 февраля 2001 г. N 126.

Давыдов А.В. (2020). Международная конференция имени Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее».

Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013). Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013. N 477.

Крылов Н.А. (1991). О возможности использования показателя кратности запасов нефти при планировании добычи и ГРР. *Геология нефти и газа*, 4.

Мкртчан О.М. (2002). Об использовании понятия (показателя) обеспеченности (кратности) добычи нефти запасами. *Вестник Недропользователя*, 10.

Мкртчан О.М. (2005). О содержании и использования понятия обеспеченности добычи нефти запасами. *Геология нефти и газа*, 5, с. 2–5.

Недра открыты на учет (2020). Российская газета – федеральный выпуск № 175 (8220) от 10.08.2020.

Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015-2020 годах (2020). Отчет. Счетная палата РФ.

Сведения об авторах

Александр Владимирович Соколов – канд. геол.-мин. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО»

Россия, 628606, ХМАО-Югра, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

Анастасия Витальевна Шубина – заместитель начальника управления – начальник отдела, ФБУ «ГКЗ»

Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1

Статья поступила в редакцию 15.08.2022;
Принята к публикации 26.08.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates

A.V. Sokolov[1], A.V. Shubina[2]*

[1]PETROGEKO JSC, Nizhnevartovsk, Russian Federation

[2]State Reserves Committee, Moscow, Russian Federation

[*]Corresponding author: Alexander V. Sokolov, e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Abstract. At present, when estimating the state of the resource base and the general forecast for the development of oil production, ones often operate with the reserves-to-production ratio, which reflects, as it is believed, a guaranteed time for involving current recoverable reserves in active development. However, the terms (numbers) differ significantly. In this regard, it seems appropriate to once again discuss the content of the commonly used ratio, the differences in approaches to its estimation and use in our country and abroad, as well as the possibility of using it when forecasting production and the need for an increase in reserves.

Keywords: reserves-to-production ratio, oil and gas, production

Acknowledgements

The authors are grateful to A.V. Davydov for valuable comments during the preparation of this work.

Recommended citation: Sokolov A.V., Shubina A.V. (2022). Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 10–16. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2

References

Classification of reserves and resources of oil and combustible gases, approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation (2013). November 1, N 477. (In Russ.)

Davydov A.V. (2020). Lisovsky Int. Conf.: Hard-to-recover reserves – present and future. (In Russ.)

Krylov N.A. (1991). On the possibility of using the reserves-to-production ratio in the production and exploration planning. (In Russ.)

Mkrtchan O.M. (2002). On the use of the reserves-to-production ratio. *Vestnik Nedropol'zovatelya*, 10. (In Russ.)

Mkrtchan O.M. (2005). On the content and use of the reserves-to-production ratio. *Geologiya nefti i gaza = Russian Geology of Oil and Gas,* 5, pp. 2-5. (In Russ.)

Results of the expert and analytical event «Analysis of the reproduction of the mineral resource base of the Russian Federation in 2015-2020» (2020). Report. Auditing Chamber of the Russian Federation. (In Russ.)

Subsoil is open for registration (2020). *Rossiiskaya gazeta,* 175(8220). 09.08.2020 (In Russ.)

Temporary Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gases, approved by Order of the Ministry of Natural Resources of Russia (2001). February 7, N 126. (In Russ.)

About the Authors

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGEKO JSC

20, Samotlornaya st., Nizhnevartovsk, Khanty-Mansi Autonomous Area–Yugra, 628606, Russian Federation

Anastasia V. Shubina – Deputy Head of Directorate – Head of Department, State Reserves Committee

Build. 5, 54, Bolshaya Polyanka st., Moscow, 119180, Russian Federation

Manuscript received 15 August 2022;
Accepted 26 August 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3

УДК 550.823

Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири

В.И. Исаев[1], М.Ф. Галиева[1], Г. Лобова[2], С.Г. Кузьменков[3], В.И. Старостенко[4], А.Н. Фомин[5]*

[1]*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

[2]*Независимый эксперт, Висагинас, Литва*

[3]*Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*

[4]*Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина*

[5]*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия*

Настоящими исследованиями решается следующая задача: на базе моделирования очагов генерации палеозойско-мезозойских нефтематеринских формаций определить вероятные источники палеозойских залежей углеводородов (на примере юго-востока Западной Сибири, Томская область). Территория исследований – это земли Останинской группы месторождений: Сельвейкинская площадь глубокого бурения, Останинское и Герасимовское нефтегазоконденсатные месторождения. Объектами исследования являются доюрские толщи, обладающие нефтематеринским потенциалом, в числе которых палеозойские ларинская (S_1lr), мирная (D_1^3mr), чузикская (D_2cz), чагинская (D_3cg) и кехорегская (C_1kh) свиты, а также юрские баженовская (J_3bg) и тюменская (J_{1-2}tm) свиты и, соответственно, резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя. Предмет анализа выбран в соответствии с концепцией о геотермическом режиме недр, как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений. Методы исследований – цифровое палеотемпературное моделирование и историко-геологический анализ.

Получены результаты и сделаны выводы, касающиеся фундаментальных аспектов проблемы «палеозойской нефти». 1. Источником палеозойских залежей нефти могут быть как породы доманикоидного типа палеозойских свит, так и юрские нефтематеринские формации. Таким образом, может иметь место как восходящая вертикальная межпластовая миграция углеводородов (УВ), так и нисходящая миграция УВ. Поэтому две концепции «главного источника» являются совместимыми и не должны рассматриваться, как нередко, ортодоксально альтернативными. 2. Источником палеозойских залежей газа и газоконденсата являются, скорее всего, только породы доманикоидного типа палеозойских свит. 3. «Палеозойским» источником залежей нефти и газа в доюрском НГК могут быть только палеозойские свиты кровли фундамента (на Останинской группе месторождений – C_1kh и D_3cg). 4. «Юрским» источником залежей нефти в доюрском нефтегазоносном комплексе может быть баженовская свита – J_3bg.

Получены результаты и сделаны выводы, касающиеся прикладных (поисковых) аспектов проблемы. 1. Получены результаты, которые дополнительно аргументируют авторский поисковый критерий нефтегазоносности палеозоя – аномальные геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза. 2. Отсутствие залежей УВ в юрском разрезе – это, скорее всего, негативный признак нефтегазоносности палеозоя. 4. Низкая плотность современного теплового потока (меньше 40 мВт/м^2) – это, скорее всего, негативный признак залежей нефти в палеозое. 3. Высокие палеотемпературы по отражательной способности витринита (более 175^{o}C) – это, скорее всего, негативный признак нефтяных и газовых залежей в палеозое. 4. Получены основания высказать, что нефтяные залежи в палеозое не могут быть богаче нефтяных залежей в юре.

Ключевые слова: доюрский комплекс, моделирование очагов генерации углеводородов, палеозойско-мезозойские нефтематеринские формации, палеотемпературное моделирование, историко-геологический анализ, фундаментальные и поисковые аспекты проблемы «палеозойской нефти», Западная Сибирь

Для цитирования: Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г., Кузьменков С.Г., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2022). Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири. *Георесурсы*, 24(3), с. 17–48. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3

ВВЕДЕНИЕ

В Западной Сибири сосредоточена половина прогнозных ресурсов нефти категории $Д_1$ Российской Федерации, т.е. ресурсов на территориях с доказанной нефтеносностью. Поэтому Западная Сибирь остается основной базой нефтедобычи России.

Но запасы иссякают, а их прирост не превышает объемы добычи. Правда, в 2020 году из различных источников выросли объемы геологоразведочных работ (ГРР), включая сейсморазведку и параметрическое бурение. Прирост извлекаемых запасов нефти достиг 560 миллионов тонн, а газа 1,6 триллионов кубов, что компенсировало их прошлогоднюю добычу. Для поддержания добычи до 2035 года нужно прирастить запасы, главным образом на малоизученных территориях, не менее чем на 10 миллиардов тонн. Выполнимо ли это? В первом полугодии 2021 года прирост запасов составил 26,4 млн т, а добыли 255 млн т.

* Ответственный автор: Валерий Иванович Исаев
e-mail: isaevvi@tpu.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Россия в 10 раз быстрее проедает запасы, чем успевает их восполнить. По газу темп истощения запасов за последние три года ускорился вдвое (Зимин, 2021).

Актуальным направлением нефтедобывающей отрасли Западной Сибири становится существенный прирост запасов и, соответственно, предотвращение снижения добычи нефти. Обсуждаются два направления – и «в глубь», и «в ширь». Ко второму направлению относится и арктический шельф, освоение которого, в силу комплекса причин, однозначно откладывается, как минимум, на 5 лет. Распределенный фонд недр не предполагает открытия крупных месторождений, а нераспределенный – весьма непривлекательный для недропользователей. А если «в глубь»? Необходимо активно вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти (ТрИЗ), в частности потенциально богатые залежи в образованиях доюрского комплекса (ДЮК), к которому приурочены скопления с начальными геологическими запасами нефти всех категорий порядка 0,5–1,0 млрд т (Isaev et al., 2019). Полагается, что для юго-востока Западной Сибири (Томская область) освоением образований ДЮК ежегодно можно добывать, начиная с 2025 года, до 1,3 млн т нефти из числа ТрИЗ. Ожидается, что в перспективе палеозойские залежи обеспечат до половины всей областной нефтедобычи (Зимин, 2021).

В 2017 году при поддержке администрации Томской области был заявлен первый проект от ООО «Газпромнефть-Восток» по разработке технологий поисков ТрИЗ углеводородного сырья из доюрских отложений области[1] (Лобова и др., 2018; Карташов, 2021). Для данной территории это не случайно, поскольку большая часть запада Томской области представлена Нюрольской структурно-фациальной зоной (СФЗ) по палеозою (рис. 1). Фациальный профиль девонской системы Нюрольской СФЗ отличается от отложений девона соседних структурно-фациальных зон преобладанием морских отложений, характеризуется наличием в разрезе свит преимущественно карбонатного состава, относимых к рифогенно-аккумулятивному типу осадконакопления, и, соответственно, благоприятных для формирования резервуаров (Исаев, 2007). Поэтому главные надежды администрации Томской области связаны с освоением палеозоя. Специалистами областного департамента прогнозные ресурсы томского палеозоя оцениваются поразному – до нескольких десятков миллиардов тонн жидких углеводородов (УВ) (Карташов, 2021).

Еще в 2014 году, Томская область и Министерство природных ресурсов РФ подписали договор по созданию полигона для отработки технологий поисков и добычи ТРиЗ. В настоящее время решаются вопросы, связанные с правовым статусом будущего полигона. «Но полигон – уже следующий этап, сначала надо создать технологии, которые там будут испытываться» (Карташов, 2021). Для разработки технологий в ПАО «Газпромнефть» было принято решение о создании специальных групп с участием работников НТЦ «Газпром нефть», специалистов из профильных дирекций и добывающих предприятий холдинга, а также инновационных университетов и научных центров[1]. В 2018 г. губернатором Томской области поддержан инвестиционный проект «ПАЛЕОЗОЙ», предполагающий сотрудничество компаний-инвесторов и томского научного сообщества по разработке технологий поисков потенциально продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса. Инвестором выступило дочернее общество ПАО «Газпром нефть» – ООО «Газпромнефть-Восток», имеющее лицензию на право пользования недрами Парабельского участка Томской области.

Часть научного сопровождения взяли на себя ученые Томского политехнического университета. Эти исследовательские работы касались вопросов тектоники, методов потенциальных полей и геохимии. По сообщению ИА Neftegaz.ru[2] договор о проведении исследований по «ПАЛЕОЗОЮ» подписали ректор Томского политехнического университета П. Чубик и генеральный директор ООО «Газпромнефть-Восток» В. Мисник. Работы ограничивались 2022 годом. Согласно договору, первоочередным объектом исследований определена Нюрольская структурно-фациальная зона с последующим расширением работ на всю территорию Томской области.

Некоторые результаты

Некоторые итоги исследовательских работ отражены в материалах Всероссийской научной конференции «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XX Век» (под эгидой Минобрнауки РФ, РАН, СО РАН, Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля, ИНГГ СО РАН, НГУ), посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А. А. Трофимука (Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.) В материалах конференции (подсекция 2, «Поиски и разведка нефти и газа») приведен только один доклад, в котором установлены и рекомендованы геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза как прогностические показатели для поисковой оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза (Алеева и др., 2021). Серьезный отзыв этому докладу дан академиком А.Э. Конторовичем: «методика требует проверки». Следует заметить, что результаты, озвученные в докладе, были получены инициативными исследованиями и подробно изложены в (Исаев и др., 2021).

В качестве обоснования прогностических показателей поисков палеозойских залежей УВ сформулирована и апробирована в представительном материале гипотеза аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов – уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Как в следствии возможной восходящей, так и нисходящей миграции химически агрессивной смеси УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы испытывают вторичные преобразования, включая карбонатизацию, фиксируемую каротажом транзитных пластов. В первом случае палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов (Ablya et al., 2008; Ступакова и др., 2015; Мельник и др., 2020;

[1] Проектная революция. Интервью с генеральным директором ПАО «Газпром нефть» М.М. Хасановым. *Газпром*, № 3, 2018. С. 20–26.

[2] Новостная лента ИА Neftegaz.ru от 05 марта 2018 г. https://neftegaz.ru/news/view/169610

Коржов и др., 2020). Во втором – посредством геохимической корреляции состава нефтей и битумоидов нефтематеринских пород (Коржов и др., 2013; 2013а; Мадишева и др., 2020), изотопного состава углерода (Голышев и др., 2020) и ЯМР-спектров нефтей (Оздоев и др., 2020) выявляется нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских свит в доюрский комплекс.

О проблеме «главного источника» палеозойской нефти

Таким образом, о направлении вертикальной миграции углеводородных флюидов, а, следовательно, о концепции «главного источника» палеозойской нефти высказываются и обосновываются два варианта, рассматриваемые, не редко, как ортодоксально альтернативные.

Как видим, вариантный выбор фактического материала и применение различных методов их интерпретации приводит к высказыванию и обоснованию двух основных концепций «главного источника» палеозойской нефти. По первой концепции, на основе биомаркерного анализа нефтей, палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с собственными материнскими толщами, обусловливающими восходящую миграцию углеводородных флюидов. По второй концепции, основанной на корреляции нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, осуществляется нисходящая межпластовая миграция УВ из юрских толщ в доюрские образования.

Настоящими исследованиями ставится следующая задача: на базе палеотемпературного моделирования очагов генерации палеозойско-мезозойских нефтематеринских формаций определить вероятные источники палеозойских залежей углеводородов (на примере юго-востока Западной Сибири).

На территории Западно-Сибирской провинции в настоящее время в палеозойских отложениях открыто более 50 месторождений нефти и газа, непромышленные притоки нефти и нефтепроявления зафиксированы более чем на 100 площадях (рис. 1). Перспективность разработки таких объектов доказана опытом нефтеразведки на юго-востоке Западной Сибири (Томская область). Здесь Чкаловское месторождение эксплуатируется уже не одно десятилетие. С 2005 года разрабатывается Урманское месторождение, где основная часть запасов связана с палеозоем. Эксплуатационный фонд актива включает 53 скважины, которые к настоящему времени в общей сложности дали свыше 2 млн тонн нефти. С коммерческой точки зрения эти объекты являются инвестиционно привлекательными, поскольку локализованы на территориях нефтепромыслов с уже развитой инфраструктурой.

В административном отношении территория исследований расположена в Парабельском районе на юго-западе Томской области (рис. 2).

Результаты совместного моделирования очагов генерации УВ осадочных бассейнов – юрско-мелового и силурийского, нижне-среднедевонского,

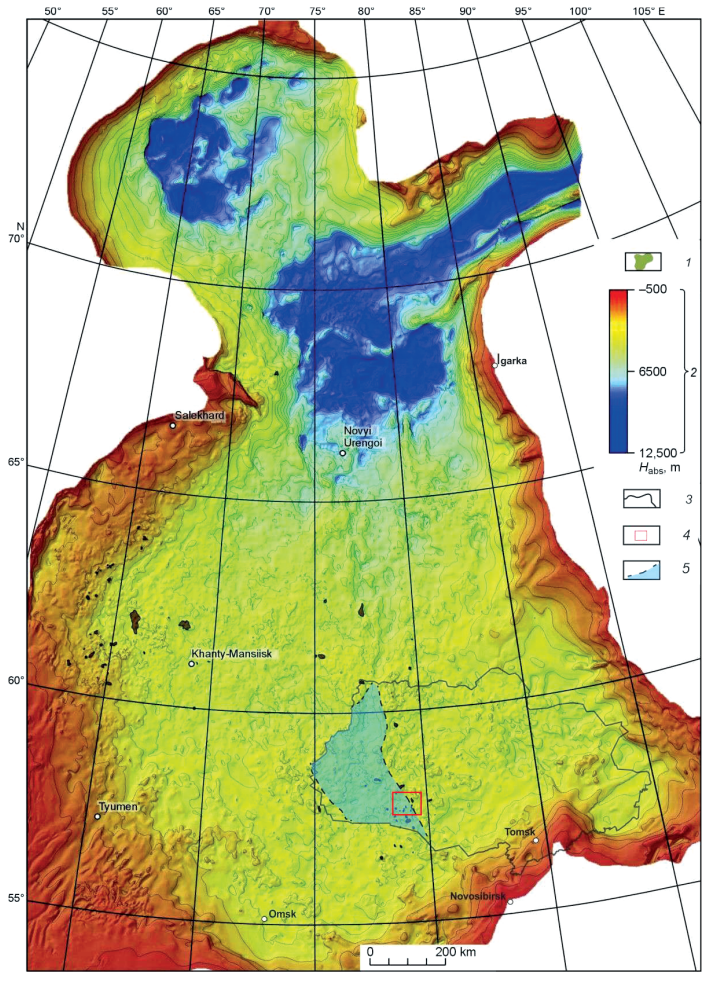


Рис. 1. Положение месторождений УВ доюрского НГК Западно-Сибирской плиты на структурной карте по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений (по Brekhuntsov et al., 2011). 1 – месторождение; 2 – шкала глубин кровли доюрских образований; 3 – административная граница Томской области; 4 – район Останинской группы месторождений; 5 – границы распространения Нюрольской структурно-фациальной зоны

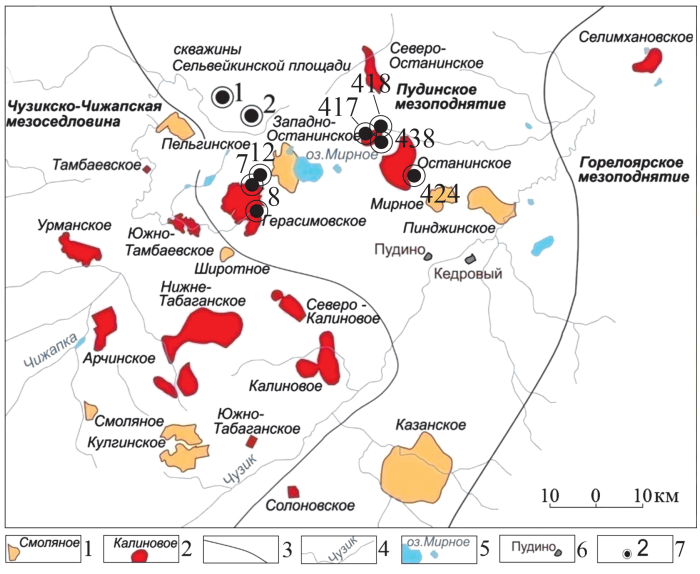


Рис. 2. Схема размещения Останинской группы месторождений УВ Томской области. 1–2 – месторождение и его название, с залежами: 1 – в юрских НГК, 2 – в юрских и доюрском НГК; 3 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла (Конторович, 2002); 4 – речная сеть; 5 – озеро; 6 – населенный пункт; 7 – скважина, вскрывшая образования коренного палеозоя и ее номер

верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов» получены на землях Останинской группы месторождений, для палеозойско-мезозойско-кайнозойского разреза Сельвейкинской площади глубокого бурения (Галиева и др., 2020), Останинского (Исаев и др., 2021а) и Герасимовского (Исаев и др., 2021б) нефтегазоконденсатных месторождений.

Три перечисленных участка исследований (Сельвейкинский, Останинский и Герасимовский) являются уникальными. Участки значимо отличаются исходными характеристиками – по наличию промышленных залежей/притоков УВ в разрезе доюрских образований, по фазовому составу притоков УВ (нефть, газ и газоконденсат), по наличию/отсутствию триасовой коры выветривания, по возрасту скрытых палеозойских отложений (верхний девон, нижний карбон), по наличию/отсутствию выветрелых палеозойских образований, по плотности теплового потока на кровле палеозойского фундамента, по значениям отражательной способности витринита (ОСВ) в разрезе вскрытого палеозоя. Именно учет и совместное детализированное рассмотрение уникальных исходных характеристик и, как следствие, уникальных заключительных характеристик каждого из участков исследований представили возможность обобщить и сформулировать выводы, касающиеся фундаментальных и прикладных аспектов проблемы «палеозойской» нефти. Здесь же следует заметить, что в настоящей статье приводится уточнение и обобщение методики исследований, включая выверенную блок-схему.

Объектами исследования являются доюрские толщи, обладающие нефтематеринским потенциалом, в числе которых палеозойские ларинская (S_1lr), мирная (D_1^3mr), чузикская (D_2cz), чагинская (D_3cg) и кехорегская (C_1kh) свиты, а также юрские баженовская (J_3bg) и тюменская (J_{1-2}tm) свиты и, соответственно, резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Предмет анализа выбран в соответствии с концепцией о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений (Гедберг, 1966; Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Волкова и др., 1981; Фомин, 1987; Ермаков, Скоробогатов, 1986; Кутас и др., 1991; Курчиков, 1992; Хуторской, 1996; Burshtein et al., 1997; Галушкин, 2007; Горнов, 2009). Ключевым исследуемым геодинамическим параметром является глубинный тепловой поток, определяющий термическую историю потенциально материнских отложений, степень реализации генерационного потенциала органического вещества (ОВ), сингенетичность очагов генерации УВ и аккумулирующих резервуаров (Исаев, 2004). Методы исследований – цифровое палеотемпературное моделирование (Starostenko et al., 2006) и историко-геологический анализ (Kontorovich et al., 2013). Ожидаемые результаты – численная аргументация решения проблемы генезиса «палеозойской нефти» как критерия поисковых зон на доюрские залежи углеводородов.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Повторим, что Останинская группа месторождений административно приурочена к Парабельскому району Томской области. Схема их размещения в пределах Останинской группы показана на рисунке 2, а положение Останинской группы – на рисунке 1.

По материалам Томского филиала ФГУ «Территориальный фонд геологической информации» (ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО»), Останинская группа месторождений характеризуется высокой плотностью сейсморазведочных работ – до 1,8 км/км^2. Вместе с тем реализованная сеть профилей отличается крайней нерегулярностью. Методика и техника полевых работ за период исследований претерпела существенные изменения, что проявилось в значительном различии информативности сейсмических данных разных лет. Изученность глубоким бурением изменяется от 7,8 м/км^2 (1 скважина на 347 км^2) до 47,3 м/км^2 (1 скважина на 67 км^2).

В геологическом строении изучаемой территории принимают участие образования доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Доюрский фундамент представлен отложениями ордовика, силура, девона и карбона. Толщина осадочного чехла изменяется от 2695 м (Останинское месторождение) до 2943 м (Герасимовское месторождение), образований коры выветривания – от 0 м до 241 м (Сельвейкинская площадь), вскрытый разрез пород фундамента – от 20 м до 376 м (Сельвейкинская площадь).

Образования доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла

Средне-, позднепалеозойское время формирования отложений на территории исследования соответствует миогеосинклинальным условиям. Согласно работе (Исаев, 2012), накопление осадков в ларинское время (S_1lr) происходит в морских условиях. Известняки и терригенные разности ларинской свиты накапливаются на границе шельфа и батиали (Подобина, Родыгин, 2000). Максимально возможная глубина такого палеобассейна могла достигать порядка 500 м. Накопление вулканогенных разностей большеичской (S_2bl) и майзасской (S_2mz) свит идет при глубинах моря от 50 до 150 м. Отрицательные тектонические движения в лохковско-пражское время (D_1ls) приводят к углублению палеобассейна (до 500 м) и образованию разреза, сложенного переслаиванием глинистых известняков и аргиллитов. Черные известняки глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов мирной толщи (D_1mr) формируются уже в глубоководном бассейне при глубинах порядка 1000 м (Уилсон, 1986). В начале среднего девона образование нижней пачки чузикских осадков (D_2cz) идет при глубинах до 500 м (Подобина, Родыгин, 2000), увеличиваясь до 1000 м при формировании верхней пачки (Уилсон, 1986). Такие условия сохраняются и в чагинское время (D_3cg). В каменноугольное время вплоть до башкирского века (C_1kh, C_{1-2}sv, C_2elz) осадки формируются в мелководном море (Исаев, 2012). Затем, в завершающую тектоническую фазу герцинской складчатости, в континентальных условиях идет денудация отложений с размывом накопившейся толщи вплоть до чагинских отложений, по которым в среднем и позднем триасе образуется глинисто-кремнистая кора выветривания, отнесенная по (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания…, 2004) к тампейской серии.

Тюменская свита (J_{1-2}tm), согласно (Kontorovich et al., 2013а), формируется в условиях прибрежно-континентального седиментогенеза с периодами ингрессий

и режимом мелководно-морского, сильноопресненного бассейна глубиной до 25 м. Наунакские отложения (J_3nn) формируются в схожих фациальных условиях. Глубина баженовского моря (J_3bg) на территории исследования, по данным (Kontorovich et al., 2013a; Стафеев и др., 2019), достигала 100–200 м.

Установлено (Kontorovich et al., 2014), что накопление нижней части раннемеловых отложений в объеме куломзинской (K_1klm) и тарской (K_1tr) свит происходило в условиях прибрежных равнин, временами заливавшихся мелководным морем глубиной порядка 25 м. Сохраняются такие условия и при накоплении нижней части киялинской свиты (K_1kls) в готериве. В барреме условия накопления меняются на континентальные. Кузнецовские глины (K_2kz) образуются при глубине бассейна 25–100 м. Такой режим сохраняется вплоть до раннего палеоцена (Рычкова, 2006). Начиная с талицкого (Pg_1tl) и до настоящего времени на территории исследования сохраняется континентальный режим осадконакопления.

Месторождения и нефтегазоносные комплексы

Останинская группа месторождений относится к Васюганской нефтегазоносной области, Пудинскому нефтегазоносному району. Залежи УВ связаны с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским и верхнеюрским НГК (табл. 1). В этом районе Томской области доказана промышленная нефтегазоносность отложений средней юры и палеозоя (включая кору выветривания (пласт М) и внутрипалеозойские продуктивные горизонты (пласт $М_1$)).

Доюрский НГК связан в основном с зонами дезинтеграции пород в верхней части палеозоя, характеризующейся сложным геологическим строением, обусловленным проявлениями блоковой тектоники и разнообразием литологического состава пород, вмещающих нефть и газ.

Коллекторские свойства палеозойских образований имеют вторичное происхождение (Белозеров, Гарсия Бальса, 2018), причем породы с повышенными емкостными свойствами приурочены к зонам разуплотнения пород, переработанных гидротермальными процессами, генетически обусловленными эпигенетическими процессами в коре выветривания. Залежи нефти и газа приурочены в основном к органогенным известнякам или продуктам их вторичной переработки, а также к образованиям кор выветривания, развивающимся по терригенно-карбонатным породам и глинисто-кремнистым сланцам.

Нижнеюрский НГК слагает серия песчаных пластов $Ю_{14-16}$ тюменской свиты. С продуктивностью этого НГК связаны Широтное, Южно-Тамбаевское и Герасимовское,

Месторождение (рис. 2)	Нефтегазоносный комплекс	Пласт, тип притоков		Тип флюида
		Промышленные	Непромышленные	
Мирное	Верхнеюрский	$Ю_1^{1-2}$	-	НГК
Рыбальное	Верхнеюрский	-	$Ю_0$	Н
		$Ю_1^1$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$	-	Н
	Палеозойский	-	М	Н
Пинджинское	Верхнеюрский	$Ю_1^1$, $Ю_1^2$	-	Н
	Среднеюрский	-	$Ю_8$	Г
	Доюрский	-	М	К
Останинское	Верхнеюрский	$Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$	-	ГК
	Среднеюрский	$Ю_3$, $Ю_4$	-	ГК
	Доюрский	М, $М_1$	-	НГК
Северо-Останинское	Доюрский	М	-	НГК
Герасимовское	Верхнеюрский	$Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$	-	ГК
	Среднеюрский	$Ю_2$	-	ГК
		-	$Ю_7$	Н
		-	$Ю_8$	Н
		-	$Ю_9$	Н
		$Ю_{10}$	-	НГК
		$Ю_{11}$	-	ГН
		$Ю_{12}$	-	ГН
	Нижнеюрский	$Ю_{14}$	-	ГН
		$Ю_{15}$	-	ГН
	Доюрский	М, $М_1$	-	ГН
Селимхановское	Верхнеюрский	$Ю_1^{1-2}$	-	НГК
		$Ю_1^{3-4}$	-	ГН
	Среднеюрский	-	$Ю_2$	Н
	Доюрский	М	-	НГК
Пельгинское	Верхнеюрский	$Ю_1^1$	-	ГН
Тамбаевское	Среднеюрский	-	$Ю_6$, $Ю_7$	ГН
	Доюрский	М	-	ГН
Южно-Тамбаевское	Нижнеюрский	-	$Ю_{14}$	Н
	Доюрский	М, $М_1$	-	ГН
Широтное	Среднеюрский	$Ю_{13}$	-	НГК
		-	$Ю_{10}$	Н
	Нижнеюрский	-	$Ю_{15}$	ГН
		-	$Ю_{16}$	Н
	Доюрский	-	М	НГК

Табл. 1. Нефтегазоносность Останинской группы месторождений (по материалам ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО», 2018). Тип флюида: Г – газ, Н – нефть, ГК – газоконденсат, НГК – нефтегазоконденсат, ГН – газ и нефть

месторождения, расположенные на юго-западе района исследований. Зона продуктивности нижнеюрского НГК территориально совпадает (за исключением Герасимовского месторождения) с распространением нефтематеринской тогурской свиты (J_1tg) (рис. 3). *Среднеюрский НГК* связан с тюменской свитой и включает в себя продуктивные пласты $Ю_{2-13}$. *Верхнеюрский НГК* соотносится с наунакской (васюганской) свитой и включает в себя продуктивные пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$. Данный НГК содержит основной объем выявленных в пределах района запасов углеводородного сырья. В нем выявлены залежи нефти, газа и конденсата на Рыбальной, Герасимовской, Останинской, Северо-Останинской, Западно-Останинской, Мирной, Селимхановской, Пельгинской и Пинджинской площадях. Пласты литологически не выдержаны по площади. Коллекторы пластов группы $Ю_1$ представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками с глинистым и карбонатным цементом. Выявленные залежи являются пластово-сводовыми с элементами тектонического и литологического экранирования. *Нижнемеловой НГК* связан с песчаными пластами киялинской, тарской и покурской (K_{1-2}pk) свит. В изучаемом районе этот комплекс имеет подчиненное значение. Притоки воды с растворенным газом из пластов $ПК_{18-20}$, $А_{1-2}$, $Б_{1-2}$ получены на Мирном месторождении в скважинах 410, 411 и в скважине 421 Останинского месторождения (пласт $Б_8$).

Нефтематеринские формации

Основной нефтепроизводящей формацией Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является верхнеюрская морская баженовская свита (J_3bg), с преимущественной концентрацией рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого типа $С_{орг}$ 5–12 % (Kontorovich et al., 2009), а в районе Останинской группы – $С_{орг}$ 9–12 % (Конторович, 2002). Эта формация определяет перспективы нефтегазоносности верхне-, средне-, нижнеюрского НГК, а также, возможно, доюрского НГК. Свита сложена карбонатно-глинисто-кремнистыми черными битуминозными аргиллитами титонского возраста.

В юго-западной части района исследований (рис. 2, 3; месторождения Широтное, Тамбаевское и Южно-Тамбаевское) получила развитие тогурская свита (J_1tg), с которой связывают нефтегазоносность средне-, нижнеюрского и палеозойского НГК (Лобова, 2013). Свита представляет собой типичные озерные отложения с РОВ гумусового типа, содержание $С_{орг}$ – 1,50–5,00 % (Конторович, 2002).

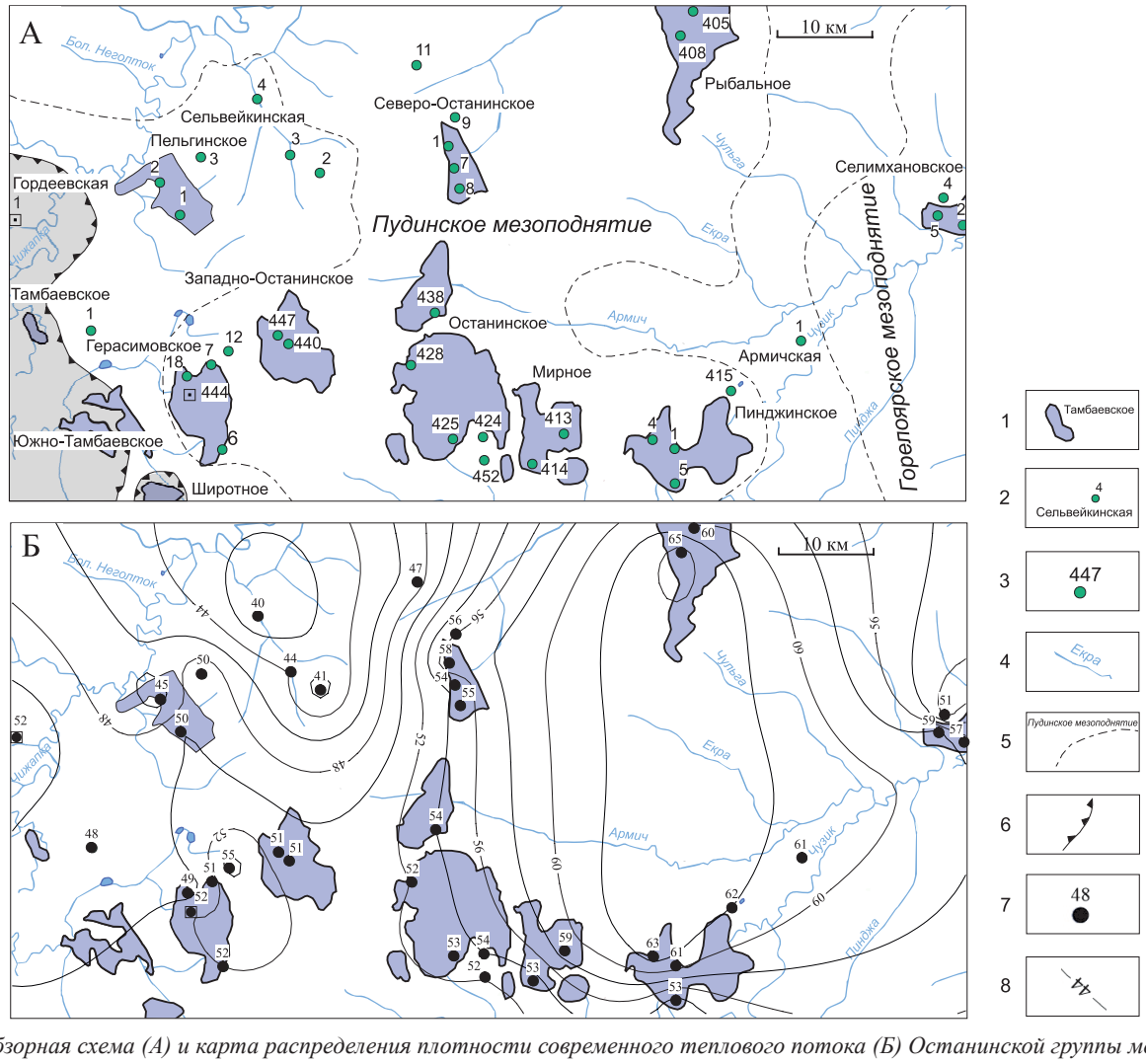


Рис. 3. Обзорная схема (А) и карта распределения плотности современного теплового потока (Б) Останинской группы месторождений. А: 1 – контур месторождения УВ; 2 – площадь бурения; 3 – скважина палеотемпературного моделирования, номер скважины; 4 – речная сеть; 5 – тектонические структуры II порядка (Конторович, 2002); 6 – граница распространения тогурской свиты. Б: 7 – скважина, расчетное значение плотности теплового потока (мВт/м²); 8 – изолинии значений плотности теплового потока

В качестве нефтематеринской свиты для залежей доюрского, нижне-, средне-, верхнеюрского НГК рассматривают континентальные аргиллиты тюменской свиты (J_{1-2}tm) (Конторович и др., 1995; Бордюг, 2012). Концентрация $C_{орг}$ в них составляет от десятых долей до 2 %.

Непосредственно палеозойские отложения стали рассматриваться как потенциально нефтематеринские в 1970-х гг., когда был получен приток нефти из палеозойских коллекторов на Малоичской площади. Высокий генерационный потенциал обусловлен присутствием в разрезе палеозоя высокоуглеродистых пород доманикоидного типа. Согласно (Запивалов, Исаев, 2010; Фомин, 2011), доманикоиды выявлены в Западной Сибири на четырех стратиграфических уровнях (S_1, D_1^1, D_1^{2-3}, D_3) в шести свитах: пономаревской (S_1pn), кыштовской ($D_1$1kt), комбарской (D_1^{2-3}kb), варьеганской (D_1^{2-3}vr), лугинецкой (D_3lg) и чагинской (D_3cg), из которых в изучаемом районе интерес представляет только последняя. Она сложена черными и темно-серыми кремнедоломитами, кремнеаргиллитами, глинистыми и кремнистыми доломитами с прослоями доломитовых известняков и радиоляритов. Породы свиты содержат ураноносный кероген, что позволяет рассматривать этот стратон в качестве источника УВ (Запивалов, Исаев, 2010).

Вместе с тем, породы доманикоидного типа выявлены на локальных участках развития ларинской (S_1lr), мирной (D_1^3mr), чузикской (D_2cz) и кехорегской (C_1kh) свит. Сводная характеристика нефтематеринских формаций приведена в табл. 2.

Тепловое поле района исследований

Принимая концепцию о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений, в свое время авторами (Isaev et al., 2019a) выполнены расчеты плотности теплового потока для разрезов 35 поисково-разведочных и 2 параметрических скважин на территории исследования (рис. 3). Полученные значения теплового потока трактуются как квазистационарные, начиная с юрского времени.

Этот сценарий геодинамических условий, начиная с юрского времени, согласуется с ранее установленной квазистационарностью теплового потока на кровле палеозойского фундамента (Ермаков, Скоробогатов, 1986; Дучков и др., 1990; Курчиков, 2001). Позже показано (Исаев и др., 2018а), что даже в зоне южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта нет «следов» возможного аномально высокого теплового потока в конце мелового периода (Западная Сибирь…, 2000).

На карте распределения теплового потока (рис. 3Б) наблюдаются следующие аномальные особенности: «положительная аномалия», «градиентная зона», «отрицательная аномалия», «заливообразная конфигурация изолиний».

В восточной части района месторождения УВ приурочены к яркой градиентной зоне, окаймляющей крупную *положительную аномалию*. Здесь расположено 6 месторождений: Рыбальное, Селимхановское, Пинджинское, Мирное, Останинское, Северо-Останинское, что составляет 50 % от общего числа месторождений на изучаемой территории. В зоне *заливообразной конфигурации изолиний* находится 3 месторождения (25 %) – Пельгинское, Герасимовское, Западно-Останинское. Примечательно, что в зоне *отрицательной аномалии* теплового потока в северо-западной части территории скопления УВ отсутствуют. Таким образом, *9 месторождений (75 %), расположенных на изучаемой территории, приурочены к аномальным особенностям распределения теплового потока*.

Обособляются от аномальных особенностей теплового потока месторождения Южно-Тамбаевское и Тамбаевское, в пределах которых вскрыты залежи с промышленными притоками УВ. Интересно отметить,

Название формации	Индекс	Период накопления, млн лет назад	Продолжительность накопления, млн лет	Литология
Баженовская свита	J_3bg	151,2-145,8	5,4	Черные, буровато-черные, битуминозные аргиллиты с прослоями глинистых известняков
Тюменская свита	J_{1-2}tm	208-162,9	42,1	Серые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями углей
Тогурская свита	J_1tg	182,7-178,4	4,3	Аргиллиты темно-серые, зеленоватые с прослоями алевролита
Кехорегская свита	C_1kh	358,9-326,2	32,7	Темно-серые алевролиты, аргиллиты, прослои известняков: окремнение
Чагинская свита	D_3cg	382,7-358,9	23,8	Верхняя подсвита: кремни, радиоляриты, кремнеаргиллиты, кремнеизвестняки, окремненные аргиллиты
				Нижняя подсвита: черные, черно-коричневые, кремнистые известняки, аргиллиты
Чузикская свита	D_2cz	390,5-382,7	7,8	Верхняя подсвита: известняки глинистые с примесью кремнезема
				Нижняя подсвита: известняки темно-серые детритовые, глинистые
Мирная свита	D_1^3mr	407,6-393,3	14,3	Известняки темно-серые до черных глинистые, глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов
Ларинская свита	S_1lr	443,4-427,4	16	Известняки доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников

Табл. 2. Формации, обладающие нефтематеринским потенциалом в районе Останинской группы месторождений (материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО», с использованием (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2004; Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы, 1999))

что именно эти объекты расположены в границах распространения потенциально материнской нижнеюрской тогурской свиты (J_1tg).

Можно предположить, что вклад каждого из источников («юрского», «палеозойского») может быть разным в зависимости и от «видимых» признаков месторождения/площади глубокого бурения: 1) величины плотности современного теплового потока (квазистационарного с юрского времени); 2) величины ОСВ вскрытых доюрских образований; 3) возраста коренных отложений, вскрытых в кровле фундамента (пермь-триас, карбон, девон, силур).

По перечисленным признакам различаются Сельвейкинская площадь глубокого бурения, Останинское и Герасимовское нефтегазоконденсатные месторождения. Как представляется, анализ результатов исследований такой выборки позволит более однозначно и подробно оценивать возможность вертикальной миграции углеводородных флюидов, ее направленность и, как следствие, оценивать альтернативные концепции «главного источника» палеозойских залежей УВ.

На месторождениях Останинское и Герасимовское, расположенных в радиальном обрамлении Сельвейкинской площади, доюрские пласты М и M_1, в отличие от Сельвейкинской площади, содержат промышленные залежи газа и нефти.

Месторождения интересны тем, что, с одной стороны, характеризуются высокими значениями плотности современного теплового потока, *превышающими* современный тепловой поток Сельвейкинской площади на 12–14 мВт/м^2 (рис. 3Б). С другой стороны, на этих месторождениях для палеозойских образований (D_3-C_1) по ОСВ установлена градация катагенеза МК$_2$, (R^0vt=1,05–1,17), что соответствует палеотемпературам 155–160ºС. Это ощутимо меньше (на 15–20ºС), чем палеотемпературы по ОСВ палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади (175ºС). Особый интерес к Герасимовскому месторождению обусловлен следующим: в отличие от Сельвейкинской площади и Останинского месторождения, на которых вскрытая кровля палеозоя представлена девонскими отложениями (D_3), на Герасимовском кровля палеозоя сложена образованиями карбона (C_1). Кроме того, на нём доюрский НГК представлен двумя резервуарами: выветрелого (горизонт М) и коренного (M_1) палеозоя. Триасовая кора выветривания, играющая ключевую роль в генезисе резервуаров (Белозеров, Гарсия Бальса, 2018), формировалась в период 213–208 млн лет назад, однако была подвергнута денудационным процессам и не сохранилась.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В качестве инструмента исследований применяется хорошо апробированный метод палеотемпературного моделирования (Исаев и др., 2018; Isaev et al., 2018), основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. В математическую модель непосредственно включены «местный» климатический вековой ход температур на земной поверхности (рис. 4), начиная с позднего ордовика (449,1–0 млн лет назад), как краевое условие, и палеотемпературы из определений ОСВ, как «наблюденные».

С раннемелового времени (120–0 млн лет назад) «местный» вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций (Исаев и др., 2016).

Для «палеобассейнов» верхнее граничное условие модели – «местный» вековой ход температур на поверхности Земли – дополняется палеоклиматическими реконструкциями (Scotese, 2016), основанными на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода, начиная с позднего ордовика (449,1–120 млн лет назад).

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные последовательно изображены в виде блок-схемы на рис. 5.

Параметризация осадочного разреза принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины. Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности.

На первом этапе моделирования, учитывая квазистационарность теплового потока с юрского времени, находится однозначное решение обратной задачи геотермии (рис. 5, блоки 1–6). Для определения теплового потока из основания осадочного разреза используются в качестве «наблюденных» измерения температур в юрском разрезе, полученные при испытаниях скважин и геотемпературы, пересчитанные из определений ОСВ юрских отложений.

На втором этапе моделирования стратиграфическая разбивка дополняется реконструкцией разреза, не вскрытого скважиной. Доюрский тепловой поток определяется путем решения обратной задачи геотермии с использованием измерений ОСВ палеозойских отложений (рис. 5, блоки 7–11). Резкое снижение плотности теплового потока в триасе, ознаменовавшем окончание герцинского времени (Конторович и др., 1975), описано с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью уменьшения значения, уравнением дуги – четверти окружности. В результате получено значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории разреза, начиная с силура (рис. 5, блоки 12–13). Известно, что в период с позднего ордовика по триас фиксируется смена тектонических обстановок (Конторович и др., 1975; Kontorovich, 2007), а триас – это становление Сибирского мантийного плюма и развитие вулканогенных формаций (Dobretsov, 2008), что должно сопровождаться вариациями глубинного теплового потока. Однако в работах по геологии и тектонике палеозоя Западной Сибири, термохимической модели Сибирского плюма нет количественных оценок вариаций теплового палеопотока, что можно было бы учесть в параметрах модели. Поэтому приходится на данном этапе исследований ограничиться условием стационарности теплового потока с раннего силура по триас и выполнить его количественную оценку методом решения обратной задачи геотермии.

Тем не менее, оценка плотности глубинного теплового потока в силурийско-девонско-карбоновое время (223–258 мВт/м^2) получена аномально высокой, и эта оценка в принятой кондуктивной модели теплопереноса по существующим представлениям выглядит завышенной. Действительно, плотность современных тепловых

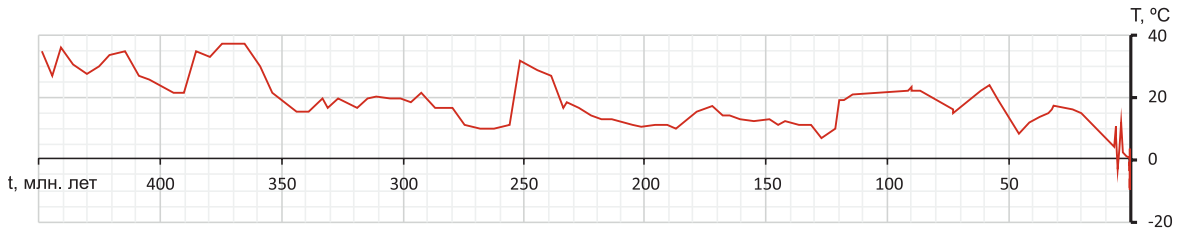


Рис. 4. Верхнее граничное условие параметрической модели – вековой ход температур земной поверхности на юго-востоке Западной Сибири

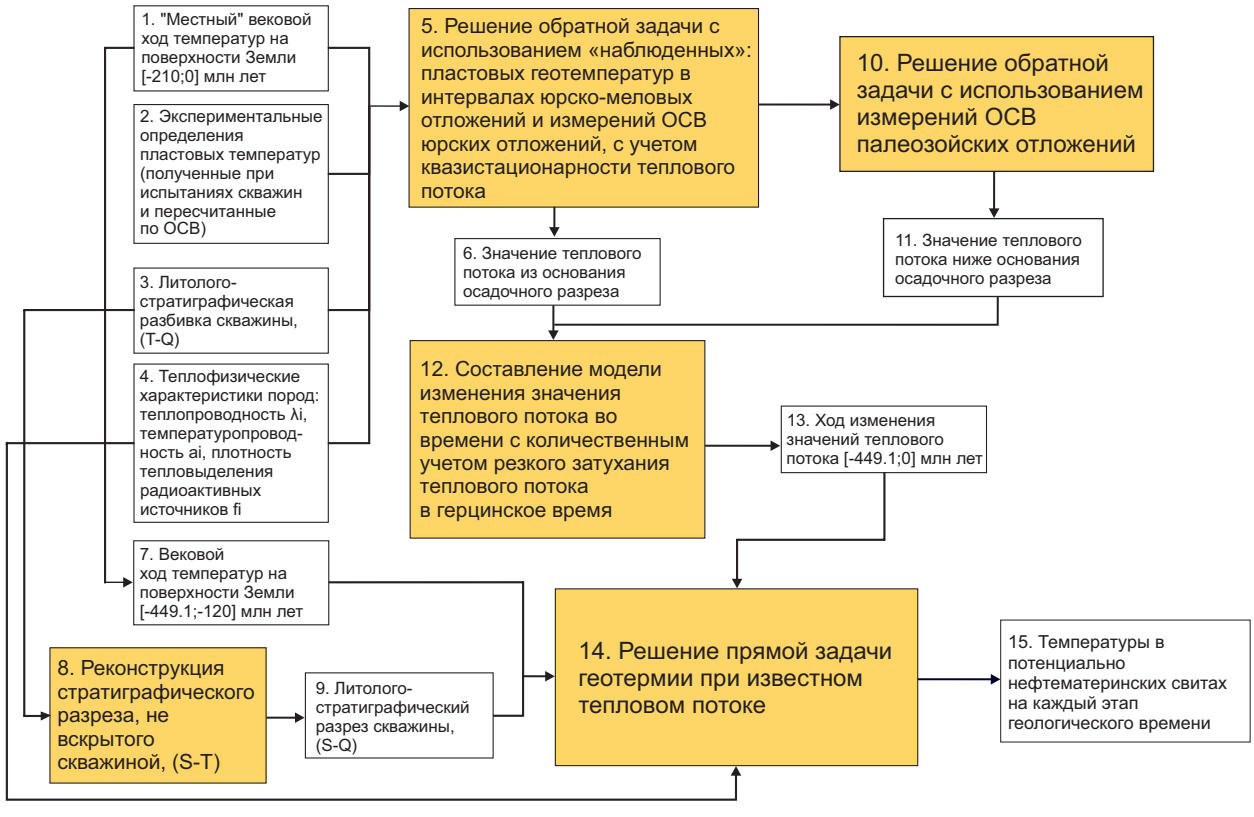


Рис. 5. Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ

потоков в осадочном чехле редко превосходит 150 мВт/м^2, а значения более 200–300 мВт/м^2 характерны для зон тектоно-магматической активизации континентов, срединно-океанических хребтов и переходных зон, в условиях преимущественно конвективного теплопереноса. Однако для территории наших исследований, имеющей депрессионный тип разреза, расположенной в стабильной области Западно-Сибирской плиты, характерна подчиненная роль конвективного механизма выноса глубинного тепла по сравнению с кондуктивным, его роль в суперпозиции может не превышать 1 % (Хуторской, 1996).

Высокие значения R^0vt, определившие аномально высокий тепловой поток в доюрское время, могли быть созданы и локальной по времени эндогенной гидротермальной активностью в нижней юре, как это было, например, на Уренгойском газоконденсатном месторождении (Галушкин, 2007). Однако в районах южнее Широтного Приобья в около юрское время не отмечаются значительные интрузивные процессы в фундаменте, сопровождающиеся горячими эндогенными гидротермами. Здесь в это время гидротермальная деятельность имела место, но ее природа иная, приводящая к экзогенному метасоматозу – формированию коллекторов в верхней части палеозойского фундамента (Белозеров, Гарсия Бальса, 2018).

Таким образом, изложенное выше может свидетельствовать как о корректности авторской модели теплопереноса, так и о известной дискуссионности столь высокой интенсивности расчетного теплового потока на протяжении силура, девона и карбона. Как будет показано ниже в результатах палеореконструкций, в периоды постоянного теплового потока (с силура по пермь – около 250 мВт/м^2, с юры по настоящее время – около 50 мВт/м^2) отмечаются последовательные тектонические погружения бассейна амплитудой до 4200 и 2400 м, соответственно. Причем, в эти периоды положение изотерм закономерно остается субгоризонтальным. В триасе, в период инверсии амплитудой до 1000 м, изотермы погрузились амплитудой 1500–3000 м.

Далее, решением прямых задач при известном тепловом потоке рассчитываются температуры в каждой из нефтематеринских свит на ключевые моменты геологического времени (рис. 5, блоки 14–15). Анализ результатов моделирования выполняется исходя из динамики геотемператур в разрезе, начиная с силурийского времени – 450 млн лет назад.

Ключевым фактором, определяющим реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы

нефтеобразования (ГФН), главной зоны нефтеобразования (ГЗН), так называемое «нефтяное окно» – 90–130ºС. Значительную роль в формировании залежей УВ играет и главная фаза газообразования (ГФГ), которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата, более 190ºС – разрушительные для УВ температуры (Неручев и др., 1973; Burshtein et al., 1997).

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания/выветрелого палеозоя и коренного палеозоя. Первый (горизонт М) сформировался в период 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени. Резервуар верхней части коренного палеозоя ($М_1$) обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания. Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени. Палеотемпературы горизонта М не превышали 120ºС, а $М_1$ – 130ºС (Isaev et al., 2019a).

Анализ периодов «работы» катагенетических очагов генерации нефти (ГФН, ГЗН), газа и газоконденсата (ГФГ, ГЗГ) в каждой фанерозойской потенциально материнской свите сопоставляется с временем формирования палеозойских резервуаров. Дается оценка возможности аккумуляции и сохранности углеводородов в виде залежей палеозойских пластов.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА СЕЛЬВЕЙКИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Характеристика объекта исследования и его параметризация

Сельвейкинское локальное поднятие в тектоническом плане приурочено к зоне сочленения Пудинского мезоподнятия и Чузикско-Чижапской мезоседловины (рис. 2 и 3). По отражающему горизонту $Ф_2$ (кровля доюрских образований) поднятие представляет собой сложную по форме брахиантиклинальную складку с изогнутой (в плане) осью северо-северо-западного направления. В пределах оконтуривающей сейсмоизогипсы (-2780 м) размеры поднятия составляют 14х3,5 км. Амплитуда достигает 90 м. Поднятие осложнено двумя куполами, оконтуривающимися по сейсмоизогипсе -2740 м. По горизонту IIа (подошва баженовской свиты) Сельвейкинское поднятие имеет меньшие размеры (9х3 км) и амплитуду (65 м) и представляет собой простую по форме брахискладку северо-западного простирания. Глубокое поисковое бурение двух скважин на Сельвейкинской площади вскрыло образования доюрского фундамента – коренного палеозоя (рис. 2).

Скважина 1, расположенная в пределах юго-восточного купола, пробурена до глубины 3187 м с забоем в палеозойских отложениях. По скважине керн отбирался в баженовской J_3bg, васюганской J_3vs, тюменской J_1tm свитах и в отложениях палеозоя. Доюрские образования вскрыты на глубине 2822 м. В их кровле залегает кора выветривания (интервал 2822–2860 м), представленная брекчированными глинистыми породами, песчаниками белыми и серыми, выветрелыми, перемятыми. Ниже разрез сложен известняками темно-серыми, черными, неравномерно глинистыми, участками комковатыми, с многочисленными неориентированными трещинами, залеченными кальцитом. В известняках встречаются прослойки черных аргиллитов и серых, голубовато-серых песчаников, плотных, крепких. Признаков нефтегазоносности в доюрских образованиях по керну не отмечается. В васюганской и тюменской свитах по керновым данным признаков УВ также не встречено. В процессе бурения с помощью испытателя пластов опробовано 4 объекта в палеозое и низах тюменской свиты, которые оказались по результатам опробования «сухими» (табл. 3).

Скважина 2, расположенная на юго-восточной переклинали поднятия, пробурена до глубины 3298 м. По скважине производился отбор керна из баженовской, васюганской, тюменской свит и палеозоя. Васюганская (наунакская J_3nn) свита представлена песчаниками серыми, светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, среднесцементированными, слюдистыми, с включениями обугленных растительных остатков, участками слоистых за счет наличия тонких пропластков аргиллитов и алевролитов. В интервале 2595,5–2602,5 м поднято 0,8 м песчаника с запахом нефти. Кора выветривания вскрыта в интервале 2901–2922 м. По керну – это известково-кремнистые породы, светло-серые и белые, легкие, пористые, пелитоморфные. Среди этих пород прослеживаются туфогенные песчаники. Коренные породы палеозоя определены как известняки, участками окремнелые, светло-бурые,

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, $м^3$/сут
Скважина Сельвейкинская 1			
Тюменская J_3tm + Кора выветривания	2793-2846	«Сухо»	-
Кора выветривания (пласт М) + Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	2846-2886	«Сухо»	-
Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	2876-2957	«Сухо»	-
Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	2974-3045	«Сухо»	-
Скважина Сельвейкинская 2			
Васюганская J_3vs (Ю1)	2605-2631	«Сухо»	
Кора выветривания (пласт М)	2902-2905	Разгазированная пластовая вода, свободный газ	3,4
Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	2925-2932	Разгазированная пластовая вода	22,7
Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	2940-2950	Разгазированная пластовая вода	11,2
Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	3010-3020	Пластовая вода	6,7
Чагинская D_3cg (пласт $М_1$)	3088-3100	Пластовая вода (практически «сухо»)	0,3

Табл. 3. Результаты опробования Сельвейкинских скважин, вскрывших доюрские отложения (материалы ТО ФБУ «ТФГИ по СФО»)

брекчированные, тонкослоистые. По многочисленным трещинам отмечаются тектонические подвижки с амплитудой перемещения до 2–3 см, а также кварцевые и кальцитовые жилки.

В процессе бурения скважины было опробовано 6 интервалов: один в пределах горизонта $Ю_1$ и пять в палеозое (табл. 3). По скважине 2 Сельвейкинской площади установлены газопроявления в выветрелых породах (пласт М).

Выбор скважины Сельвейкинская 2 для выполнения целевого палеотемпературного моделирования обусловлен наличием определений геотемператур (по ОСВ) как в юрском, так и доюрском интервалах разреза, а также притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов М (кора выветривания) и $М_1$ (кровля коренного палеозоя).

Напомним, что Сельвейкинская площадь характеризуется минимальными значениями плотности современного теплового потока (40–41 мВт/м^2) на фоне высоких значений Герасимовского (49–54 мВт/м^2) и Останинского (52–54 мВт/м^2) месторождений. С другой стороны, на этих объектах для палеозойских образований (D_3-C_1) по ОСВ установлена градация катагенеза $МК_2$ (R^0vt=1,05–1,17), что соответствует палеотемпературам 155–160ºС. Это ощутимо меньше (на 15–20ºС), чем палеотемпературы по ОСВ палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади (-175ºС).

Параметризация осадочного разреза скважины Сельвейкинская 2 принята в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой (материалы ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО»). Разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, включая силурийские отложения, не вскрытые скважиной (табл. 4).

В районе Сельвейкинской площади получил развитие депрессионный тип разреза. В котором присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века. Второй перерыв начался в среднекаменноугольном отделе. Он занял более продолжительное время (100,2 млн лет) и сопровождался размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_2elz, средневасюганской C_{1-2}sv и кехорегской C_1kh свит. Девонские отложения перекрыты корой выветривания. В результате двухэтапного расчета плотности теплового потока (рис. 5, блоки 5 и 10) получены значения теплового потока, начиная с силура. При решении обратных задач геотермии, как на первом, так и на втором шаге, «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила ±2ºС (табл. 5, рис. 6), т.е. соответствует оптимальной.

Анализ результатов моделирования

Восстановление седиментационной (структурно-тектонической) и термической истории путем решения прямых задач геотермии с известным тепловым потоком выполнялось для всех четырех вышеперечисленных палеозойских потенциально нефтематеринских свит, а также для юрских – баженовской и тюменской свит (табл. 6, рис. 7).

Ключевыми факторами, определяющими реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим ГФН/ГЗН, так называемое «нефтяное окно» – 90–130ºС. Значительную роль в формировании залежей УВ играет и ГФГ, которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата. *Напомним, что более 190ºС – разрушительные для УВ температуры.*

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и коренного палеозоя. Первый (горизонт М) сформировался в период 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени (в скважине 2 вскрытая мощность 21 м). Геотемпературы горизонта М не превышали 110º. Резервуар верхней части коренного палеозоя (мощностью до 400–500 м, вскрытая мощность – 376 м) генетически обусловлен процессами в коре выветривания. Он (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени, его геотемпература не превышала 115º.

Вместе с тем допускаются концепции вертикальной межпластовой миграции УВ, включая миграцию вниз по разрезу. Анализ периодов «работы» очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (табл. 6, рис. 7) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

Ларинская свита (S_1lr) находилась в ГФН недолго, 2,5 млн лет (422,8–420,3 млн лет назад), в ГФГ– 9,3 млн лет (420,3–411 млн лет назад). Вероятно, нефтяной потенциал ларинского источника исчерпан 420,3 млн лет назад, а газовый потенциал – 411 млн лет назад. *411 млн лет назад свита вошла в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190ºС, и находилась в ней почти 250 млн лет (411–162,9 млн лет)*. Совершенно очевидно, что ларинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Мирная свита (D_1mr) побывала в ГФН сравнительно недолго, 4,3 млн лет (387–382,7 млн лет назад), в ГФГ– 18,7 млн лет (382,7–364 млн лет назад). Нефтяной потенциал мирнинского источника с большой вероятностью исчерпан 382,7 млн лет назад, газовый потенциал – 364, т.е. *364 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ и находилась в этой зоне до 213 млн лет назад (более 150 млн лет)*. Очевидно, что мирнинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Чузикская свита (D_2cz) находилась в ГФН 14 млн лет (376–362 млн лет назад), в ГФГ – 26 млн лет (362–336 млн лет назад), т.е. *336 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ и находилась в этой зоне до 265,1 млн лет назад (почти 71 млн лет)*. Очевидно, что чузикские УВ не могли заполнять резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя, которые сформировались не раньше 213–208 млн лет назад.

Чагинская свита (D_3cg) была в ГФН на протяжении 17 млн лет (уже 347–330 млн лет назад), в ГФГ – 64,9 млн лет (330–265,1 млн лет назад). Нефтяной потенциал чагинского источника с большой вероятностью исчерпан 330 млн лет назад, газовый – 265,1 млн лет назад – во время размыва каменноугольных отложений. *Свита практически не подвергалась деструктивным для УВ геотемпературам*.

Индекс отложений на рис. 7	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	20	0
	Плиоценовые N_2	4,71	1,64	3,07	1	20
	Миоценовые N_1	24	4,71	19,29	15	21
	Некрасовская серия Pg_3nk Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	167	36
	Чеганская свита $Pg_{2-3}hq$ Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	45	203
	Люлинворская свита Pg_2ll Эоцен	54,8	41,7	13,1	65	248
	Талицкая свита Pg_1tl Палеоцен	61,7	54,8	6,9	110	313
K	Ганькинская свита Pg_1-K_2gn Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	30	423
	Славгородская свита K_2sl Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	40	453
	Ипатовская свита K_2ip Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	190	493
	Кузнецовская свитаK_2kz Турон	91,6	89,8	1,8	19	683
	Покурская свита $K_{1-2}pk$ Апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	963	702
	АлымскаяK_1a_{1-2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K_1kls Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	608	1665
	Тарская свита K_1tr Валанжин	136,1	132,4	3,7	70	2273
	Куломзинская свита K_1klm Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	228	2343
J_3bg	Баженовская свита J_3bg Титон	151,2	145,8	5,4	26	2571
J_3	Георгиевская свита J_3qr Кимеридж	156,6	151,2	5,4	0	-
	Наунакская свита J_3nn Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	79	2598
$J_{1-2}tm$	Тюменская свита $J_{1-2}tm$ Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	225	2676
T	Туринская серияT Средний-верхний триас	213	208	5	21	2901
-	Размыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-750	-
C_{1-2}	Елизаровская свита C_2elz Башкирский век	320,2	313,2	7	120	-
	Средневасюганская свита $C_{1-2}sv$ Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	7	200	-
	Кехорегская свита C_1kh Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430	-
D_3cg	Чагинская свита D_3cg Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480*	2922
D_2cz	Чузикская свита D_2cz Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3402
-	Перерыв в осадконакоплении Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D_1mr	Мирная толща D_1mr Эмс	407,6	393,3	14,3	400	3872
S_2-D_1	Лесная свита D_1ls Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4272
	Майзасская свита S_2mz Пржидол	423	419,2	3,8	410	4752
	Большеичская свита S_2bl Лудлов	427,4	423	4,4	209	5162
S_1lr	Ларинская свита S_1lr Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5371
Глубина реконструированного разреза		5731				
Фактический забой скважины		3298				

*Табл. 4. Разрез скважины Сельвейкинская 2, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки вскрытой части и палеоструктурных реконструкций. 1. Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений. 2. Зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытые бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений. *Показана мощность чагинской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 376 м)*

Приуроченность/ глубина, м	Температура, °C				Рассчитанный тепловой поток, мВт/м^2 /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ (R^o_{vt})	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
J_3nn /2579	-	89 (0,51)	89	0	41 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J_3vs/2623	-	89 (0,51)	90	+1	
J_1tm/2808	-	96 (0,62)	95	-1	
D_3cg/3106	-	175 (1,35)	175	0	258 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

Табл. 5. Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скважине Сельвейкинская 2. 1. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск). 2. Для перехода от ОСВ (R^0vt) к соответствующей геотемпературе используется (Isaev, Fomin, 2006) диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» (Хант, 1982)

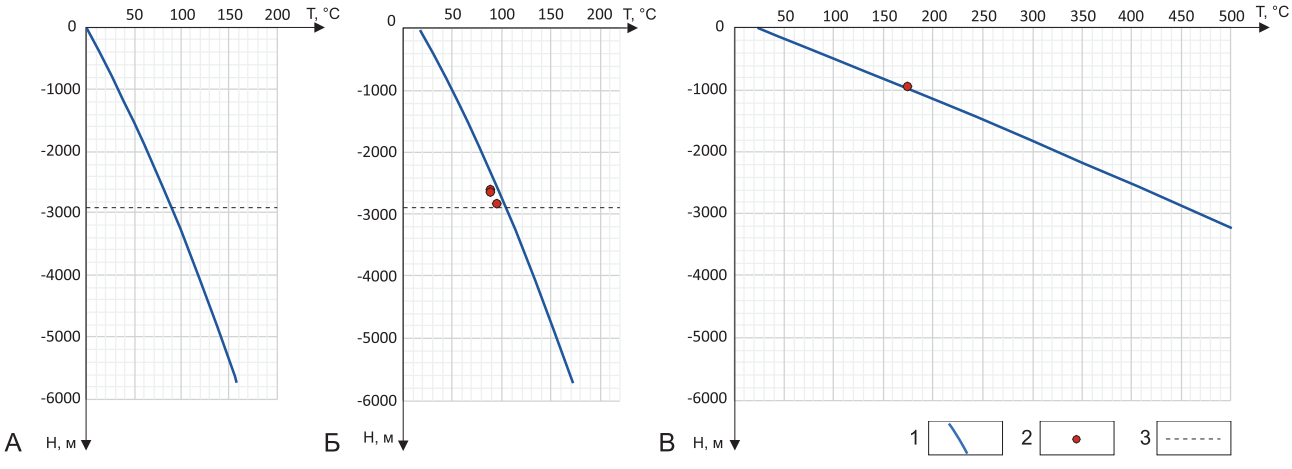


Рис. 6. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Сельвейкинская 2 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В): 1–2 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные по ОСВ); 3 – положение подошвы осадочного чехла. 24 млн лет назад – время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн лет назад – время максимальной мощности палеозойского разреза

Учитывая последовательность генерации и миграции жидких УВ и газов, следует ожидать аккумуляцию и сохранность чагинского газа в резервуарах коры выветривания и палеозоя. Такой прогноз подтверждается разбуриванием пластов М и М1, где при испытаниях зафиксированы газопроявления.

Тюменская свита (J_{1-2}tm) находилась в *низкотемпературной* ГФН, на протяжении 81,8 млн лет (86,5–4,7 млн лет назад). Тюменский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя в течение почти 82 млн лет. Геотемпературы резервуаров благоприятны для сохранности тюменской нефти.

Баженовская свита (J_3bg) побывала в *короткоживущей низкотемпературной* ГФН на протяжении 27,6 млн лет (32,3–4,7 млн лет назад). Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и коренного палеозоя.

Выводы

Рис. 8 иллюстрирует, что УВ ларинской, мирнинской и чузикской свит, в силу жесткого геотермического режима – деструктивных для УВ температур, не могли формировать залежи нефти и газа в пластах горизонтов М и M_1. А ГФГ чагинской свиты завершилась за 50 лет (табл. 6) до формирования коры выветривания и палеозойского резервуара.

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются источники тюменской и баженовской нефти, а также относительно близок источник чагинского газа.

Результаты испытаний резервуаров коры и палеозоя показывают, что углеводороды залежей представлены весьма малодебитным сводным газом и разгазированной пластовой водой. Поэтому с наибольшей вероятностью резервуары коры и палеозоя являются аккумуляторами именно палеозойского, частично сохраненного чагинского газа (табл. 3).

Трактовка последнего абзаца может оказаться весьма примечательной в части сопоставления с результатами по Останинскому и Герасимовскому месторождениям.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Геологическая характеристика месторождения и его цифровая модель

В этом разделе представлены результаты сопряженного моделирования катагенетических очагов генерации УВ «современного» юрско-мелового и палеозойского палеобассейнов на Останинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Время, млн лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м^2	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J_3bg)		Тюменская ($J_{1-2}tm$)		Чагинская (D_3cg)		Чузикская (D_2cz)		Мирная (D_1mr)		Ларинская (S_1lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	41	80	2571	86	2676	96	2922	108	3402	119	3872	154	5371
1,64	1	41	82	2551	88	2656	98	2902	110	3382	121	3852	156	5351
4,71	3	41	84	2550	90	2655	100	2901	113	3381	123	3851	158	5350
24	16	41	96	2535	101	2640	112	2886	124	3366	134	3836	169	5335
32,3	16	41	90	2368	95	2473	105	2719	117	3199	128	3669	163	5168
41,7	12	41	84	2323	89	2428	99	2674	111	3154	122	3624	156	5123
54,8	19	41	89	2258	95	2363	105	2609	117	3089	128	3559	163	5058
61,7	22	41	88	2148	94	2253	104	2499	116	2979	126	3449	161	4948
73,2	16	41	81	2118	87	2223	97	2469	109	2949	120	3419	155	4918
86,5	22	41	85	2078	91	2183	101	2429	113	2909	123	3379	158	4878
89,8	22	41	79	1888	85	1993	95	2239	107	2719	118	3189	153	4688
91,6	22	41	76	1869	82	1974	92	2220	104	2700	114	3170	149	4669
114,1	21	41	47	907	53	1012	63	1258	75	1738	86	2208	120	3707
116,3	18	41	46	906	52	1011	62	1257	74	1737	84	2207	119	3706
120,2	19	41	45	905	50	1010	61	1256	73	1736	83	2206	118	3705
132,4	19	41	28	298	33	403	43	649	55	1129	66	1599	101	3098
136,1	19	41	26	228	32	333	42	579	54	1059	64	1529	99	3028
145,8	19	41	19	0	25	105	35	351	47	831	58	1301	93	2800
151,2	19	41	-	-	24	79	34	325	47	805	57	1275	92	2774
156,6	19	41	-	-	24	78	34	324	47	804	57	1274	92	2773
162,9	19	41	-	-	22	0	32	246	44	726	55	1196	90	2695
208	19	151	-	-	-	-	43	21	86	501	122	971	246	2470
213	14	175	-	-	-	-	41	0	92	480	136	950	285	2449
265,1	10	258	-	-	-	-	115	430	187	910	251	1380	464	2879
303,7	20	258	-	-	-	-	156	630	228	1110	292	1580	506	3079
313,2	20	258	-	-	-	-	175	750	246	1230	310	1700	524	3199
318,2	18	258	-	-	-	-	154	630	225	1110	289	1580	503	3079
320	17	258	-	-	-	-	150	609	222	1089	285	1559	499	3058
322	18	258	-	-	-	-	148	585	219	1065	283	1535	496	3034
330	17	258	-	-	-	-	132	490	205	970	267	1440	481	2939
331	17	258	-	-	-	-	130	479	201	959	265	1429	479	2928
335,1	19	258	-	-	-	-	124	430	195	910	258	1380	472	2879
336	18	258	-	-	-	-	120	414	192	894	255	1364	469	2863
337	17	258	-	-	-	-	118	396	189	876	252	1346	465	2845
340	16	258	-	-	-	-	107	341	179	821	242	1291	456	2790
341	16	258	-	-	-	-	104	323	176	803	239	1273	453	2772
347	18	258	-	-	-	-	90	215	161	695	225	1165	437	2664
358,9	30	258	-	-	-	-	67	0	140	480	202	950	416	2449
362	33	258	-	-	-	-	66	0	132	417	196	887	410	2386
363	34	258	-	-	-	-	65	0	130	397	194	867	408	2366
364	36	258	-	-	-	-	65	0	128	377	192	847	406	2346
365	37	258	-	-	-	-	64	0	126	357	190	827	404	2326
370	37	258	-	-	-	-	57	0	111	256	175	726	389	2225
376	36	258	-	-	-	-	47	0	92	135	156	605	368	2104
377	35	258	-	-	-	-	45	0	88	115	150	585	364	2084
382,7	34	258	-	-	-	-	-	-	69	0	132	470	345	1969
383	34	258	-	-	-	-	-	-	68	0	129	452	342	1951
386	33	258	-	-	-	-	-	-	54	0	101	271	314	1770
387	31	258	-	-	-	-	-	-	47	0	90	211	303	1710
390,5	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	265	1499
391,9	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	50	0	264	1500
393,3	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	264	1499
407,6	27	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	1099
411	29	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194	958
411,6	30	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190	933
412	30	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	917
419,2	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148	619
420,3	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131	500
421	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	425
422	33	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	317
422.8	32	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	231
423	33	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87	209
427,4	29	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	0

Табл. 6. Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Сельвейкинская 2. Светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой заливкой – НФГ, ГФГ, темно-желтой заливкой – палеотемпературный максимум. Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений. Светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ. Красной заливкой обозначено время геотемпературы в чагинской свите (313,2 млн лет назад), соответствующей определению ОСВ (175°С)

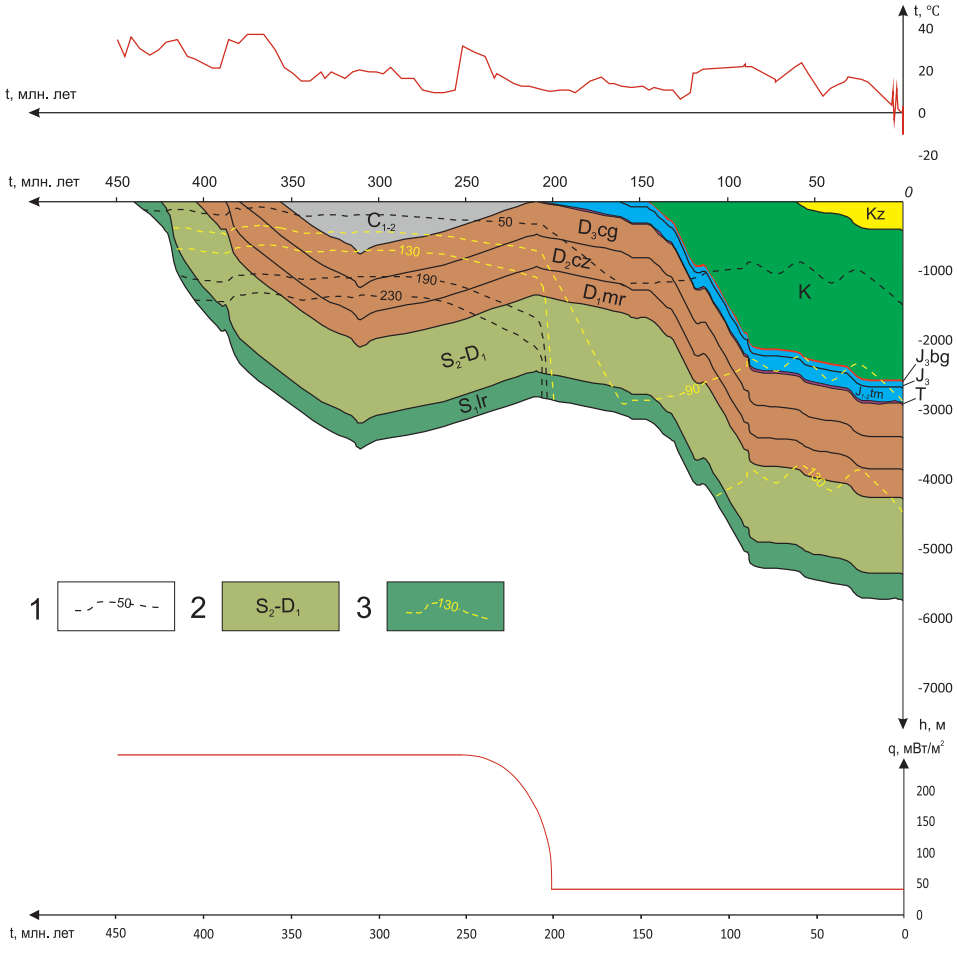


Рис. 7. Палеореконструкции тектонической и термической истории в районе скважины Сельвейкинская 2: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур главной фазы нефтеобразования (ГФН). В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности, в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени

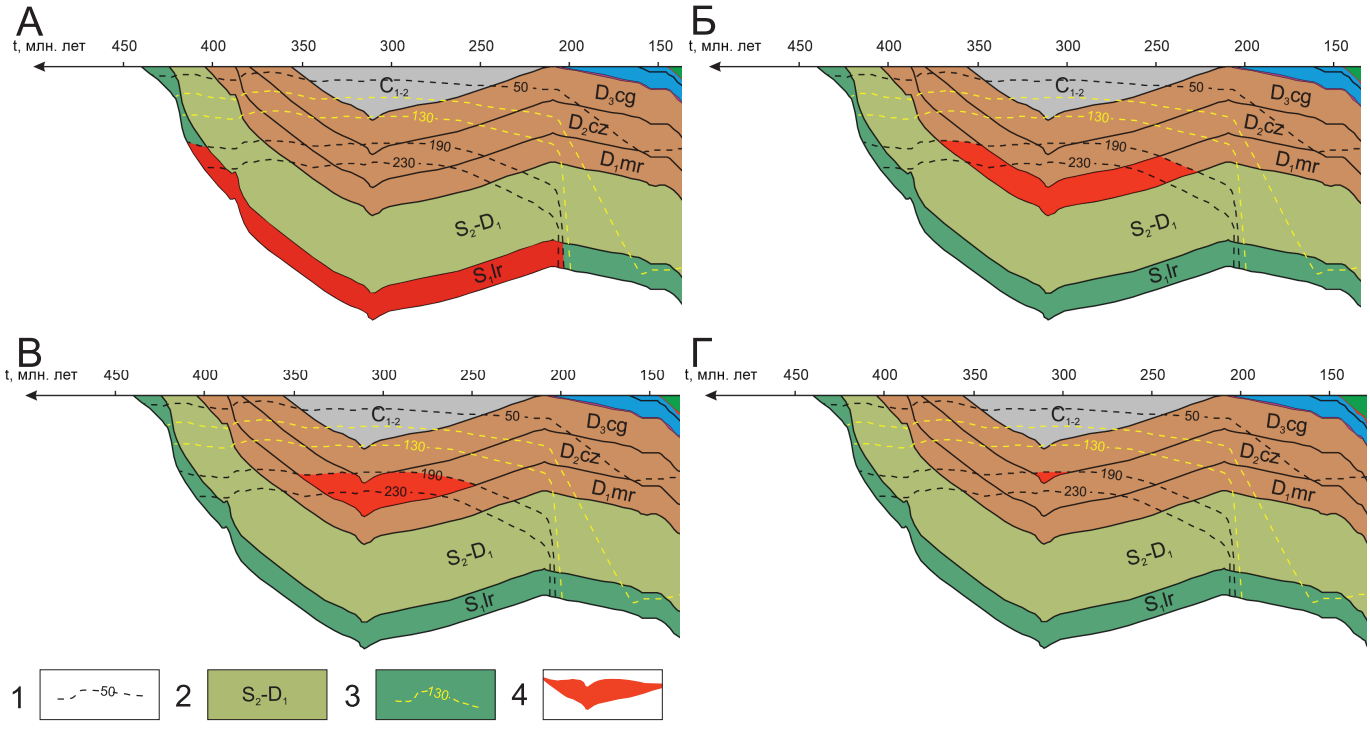


Рис. 8. Иллюстрация зон деструктивных температур для углеводородов палеозойских материнских свит в разрезе скважины Сельвейкинская 2: А – ларинской; Б – мирной; В – чузикской; Г – чагинской: 1–3 те же, что и для рис. 7; 4 – зоны деструктивных для УВ температур

Месторождение расположено, как и Герасимовское, в радиальном обрамлении Сельвейкинской площади (рис. 2 и 3). На этом месторождении доюрские пласты М и М1, в отличие от Сельвейкинской площади, содержат промышленные залежи газа и нефти.

Напомним, что Останинское месторождение характеризуется еще и тем, что имеет высокие значения плотности современного теплового потока, *превышающие* современный тепловой поток Сельвейкинской площади на 12–14 мВт/м^2. В то же время, на Останинском месторождении

для палеозойских образований (D_3) по ОСВ установлена градация катагенеза $МК_2$ (R^0vt=1,05–1,17 %), что соответствует палеотемпературам 155–160ºС. Это ощутимо меньше (на 15–20ºС), чем палеотемпературы по ОСВ палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади – 175ºС (R^0vt=1,20 %).

Нефтегеологическая характеристика месторождения

Разрез Останинского месторождения представлен образованиями доюрского фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. По тектоническому районированию фундамента площадь месторождения входит в состав южной части Нижневартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, сложенной геосинклинальной карбонатно-глинисто-сланцевой формацией. По тектоническому районированию платформенного чехла Останинская структура IV порядка приурочена к центральной части тектонической структуры II порядка – Пудинскому мезоподнятию (рис. 2).

Нефтегазоносность месторождения приурочена к известнякам палеозойского фундамента (пласт $М_1$), коры выветривания (пласт М), песчаным коллекторам тюменской (пласты $Ю_3$, $Ю_4$) и наунакской (пласты $Ю_1^4$, $Ю_1^3$, $Ю_1^2$, $Ю_1^1$) свит. Нефтеносными являются пласты $Ю_1^1$, М и $М_1$, газоносными – $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_3$, $Ю_4$, М.

Пласты $Ю_1$-$Ю_4$ васюганской и наунакской свит месторождения сложены породами прибрежно-морских и континентальных фаций. По данным литолого-петрографических исследований коллекторы продуктивных пластов представлены средне-, мелкозернистыми песчаниками, переходящими местами в крупнозернистые алевролиты.

Продуктивные образования коры выветривания – пласт М. Залежи УВ в коре выветривания на Останинском месторождении приурочены в основном к глинисто-кремнистым отложениям, формирование которых происходило за счет разрушения силикатосодержащих пород. К коре выветривания отнесены также брекчии (из базального слоя), образованные при разрушении и местном перемыве нижележащих глинисто-кремнистых пород.

Продуктивные образования палеозоя – пласт $М_1$. По литолого-петрографическому описанию породы фундамента на месторождении представлены известняками.

Глубокое поисковое бурение 12 скважин на Останинском месторождении вскрыло образования доюрского фундамента (рис. 2). Пласт М опробован в 11 скважинах, пласт $М_1$ – в 6-ти (табл. 7). В скв. 438Р из доюрского горизонта М (интервал 2750–2755 м) получен приток безводной нефти, дебит – 60 м^3/сут. Небольшая залежь нефти пласта $М_1$ выделена по результатам испытаний скв. 418П.

Выбор скважины Останинская 438Р для выполнения целевого палеотемпературного моделирования обусловлен наличием измеренных геотемператур как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях, а также притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов. Скважина вскрыла кору выветривания мощностью 33 м на глубине 2754 м, образования коренного палеозоя (чагинская свита девона – D_3cg) – с проходкой 63 м.

Численная модель месторождения

Параметризация осадочного разреза скважины Останинская 438Р принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой (дело скважины, материалы ТО ФБУ «ТФГИ по СФО»), которая дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, не вскрытого скважиной (табл. 8). Реконструкция осадконакопления выполнена с начала силурийского и до конца каменноугольного периодов. Мощности стратиграфических подразделений учтены в соответствии с (Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы, 1999). Согласно (Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы, 1999; Стратиграфия нефтегазоносных…, 2001), в районе исследований получил развитие депрессионный тип разреза. В нем значительную роль играют глинистые и глинисто-кремнистые породы, свидетельствующие об относительно глубоководных (и/или более спокойных) обстановках осадконакопления. В разрезе присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, соответствует первой половине эйфельского века (Исаев, 2012а). Второй начался в среднекаменноугольную эпоху. Он занял более продолжительное время (100,2 млн лет) и сопровождался размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_2elz, средневасюганской C_{1-2}sv и кехорегской C_1kh свит. О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скважины 438Р отложения среднего-позднего девона, а, точнее, чагинской свиты, формирующейся в фаменский век позднего девона (Kontorovich, 2007), возраст которых подтверждается по комплексу остракод (материалы ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО»). Девонские отложения перекрыты корой выветривания.

В качестве предполагаемых источников УВ для резервуаров коры выветривания и кровли коренного палеозоя рассматриваем потенциально материнские свиты: ларинскую S_1lr, мирную D_1mr, чузикскую D_2cz, чагинскую D_3cg, тюменскую J_{1-2}tm и баженовскую J_3bg. Если чагинские отложения непосредственно вскрыты скважиной Останинская 438Р, то породы доманикоидного типа ларинской, мирной и чузикской свит выявлены на смежных участках территории исследований.

При решении обратных задач геотермии как на первом, так и на втором этапе «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила ±2ºС (табл. 9, рис. 9), т.е. соответствует оптимальной.

Анализ и оценка результатов

Напомним, что ключевыми факторами, определяющими реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования и главной фазы газообразования. Геотемпературы более 190ºС – разрушительные для УВ температуры.

Известно, что в формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания (М) и коренного палеозоя ($М_1$). Первый сформировался в период 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени (в скважине 438Р вскрытая мощность составила 33 м). Палеотемпературы горизонта

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м^3/сут– жидкий флюид; тыс. м^3/сут– газ
Скважина Останинская 417П			
Пласт $Ю_1^1$	2470-2474	Пластовая вода с пленкой нефти	0,3
Кора выветривания (пласт М)	2731-2774	Пластовая вода	228,8
Кора выветривания (пласт М)+ Палеозой (пласт $М_1$)	2759-2892	Практически «сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	2775-2787	*Газ*; пластовая вода	0,5; 155,5
Палеозой (пласт $М_1$)	2949-3027	Практически «сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	3020-3111	Пластовая вода	408,2
Палеозой (пласт $М_1$)	3021-3030	*Газ*; пластовая вода	0,1; 48,4
Скважина Останинская 418П			
Пласт $Ю_1^1$	2482-2489	Нефть	0,6
Кора выветривания (пласт М)	2765-2785	«Сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	2790-2876	«Сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	2834-2838	«Сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	2821-2838	*Нефть*; пластовая вода	0,02; 0,23
Палеозой (пласт $М_1$)	2802-2813	*Нефть*	0,6
Скважина Останинская 419П			
Пласт $Ю_1^1$	2426-2468	«Сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	2703-2766	«Сухо»	-
Палеозой (пласт $М_1$)	2753-2857	Пластовая вода	26,8
Палеозой (пласт $М_1$)	2998-3102	Пластовая вода	28,0
Скважина Останинская 424Р			
Пласт $Ю_1^1$	2512-2519	Пластовая вода	11,0
Пласт $Ю_1^2$	2537-2546	Пластовая вода	6,5
Пласт $Ю_3$	2640-2651	«сухо»	-
Пласт $Ю_4$	2672-2687	Газ; пластовая вода	0,005; 0,3
Кора выветривания (пласт М)	2881-2883	Пластовая вода	0,1
Палеозой (пласт $М_1$)	2881-2925	*Газ*; пластовая вода	0,02; 0,1
Скважина Останинская 429Р			
Пласт $Ю_1^1$ + Пласт $Ю_1^2$	2477-2502	Газ; конденсат	363,6; 101,0
Пласт $Ю_1^2$	2496-2502	Газ; конденсат	136,7
Пласт $Ю_4$	2620-2629	Пластовая вода	5,5
Кора выветривания (пласт М)	2868-2894	Пластовая вода	2,6
Кора выветривания (пласт М)	2768-2776	Пластовая вода	1,7
Палеозой (пласт $М_1$)	2914-2946	Пластовая вода	1,2
Скважина Останинская 438Р			
ТарскаяK_1tr	2130-2143	Пластовая вода	6,0
Баженовская J_3bg + НаунакскаяJ_3nn	2448-2456	Газ; конденсат	0,02; 0,004
НаунакскаяJ_3nn	2508-2516	Газ; конденсат; пластовая вода;	40,0; 30,7; 18,1
Тюменская J_{1-2}tm	2567-2571	Пластовая вода	0,7
Кора выветривания (пласт М)	2750-2755	*Безводная нефть; газ*	60,0; 1,5
Палеозой (пласт $М_1$)	2773-2781	Пластовая вода	207,3

Табл. 7. Результаты опробования скважин Останинского месторождения, вскрывших образования коренного палеозоя. Таблица составлена по материалам ТО ФБУ «ТФГИ по СФО»

М не превышали 120°С. Резервуар верхней части коренного палеозоя (мощностью до 400–500 м, вскрытая мощность – 63 м) генетически обусловлен процессами в коре выветривания. Он (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени, его геотемпература не превышала 130°С.

Анализ периодов «работы» очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (табл. 10, рис. 10) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

Ларинская свита (S_1lr) находилась в ГФН сравнительно недолго – 3 млн лет (422–419,2 млн лет назад), в ГФГ – 13 млн лет (419,2–406 млн лет назад). С большой вероятностью нефтяной потенциал ларинского источника исчерпан 419,2 млн лет назад, газовый – 406 млн лет назад. *Свита вошла 406 млн лет назад в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190°С, и находилась в этой зоне дважды: 406–162,9 млн лет назад и с 89,8 млн лет назад по настоящее время*. Совершенно очевидно, что ларинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Мирная свита (D_1mr) побывала в ГФН 8 млн лет (386–378 млн лет назад), в ГФГ – 28 млн лет (378–350 млн лет назад). Нефтяной потенциал мирнинского источника с большой вероятностью исчерпан 378 млн лет назад, газовый – 350 млн лет назад. *350 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 213 млн лет назад (37 млн лет)*. Очевидно, что мирнинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Чузикская свита (D_2cz) находилась в ГФН 20 млн лет (371–351 млн лет назад), в ГФГ – 27 млн лет (351–324 млн лет назад). *324 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 265 млн лет назад, 59 млн лет*. Очевидно, что чузикские УВ не могли заполнять и сохраняться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя, которые сформировались не раньше 213–208 млн лет назад.

Чагинская свита (D_3cg) присутствовала в ГФН на протяжении 17 млн лет (339–322 млн лет назад), в ГФГ – 57 млн лет (322–265,1 млн лет назад). Нефтяной потенциал чагинского источника с большой вероятностью исчерпан 322 млн лет назад, газовый – 265 млн лет назад. *Свита не подвергалась деструктивным для УВ геотемпературам. И, кроме того, «пережила» (табл. 10) не столь продолжительную (15 млн лет) и не столь «горячую» (до 155°С) ГФГ*. Учитывая последовательность генерации и миграции жидких УВ и газов, следует ожидать аккумуляцию и частичную сохранность как чагинского газа, так и чагинской нефти в резервуарах коры выветривания и палеозоя.

Индекс отложений на рис. 10	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	20	0
	Плиоценовые N_2	4,71	1,64	3,07	0	-
	Миоценовые N_1	24	4,71	19,29	25	20
	Некрасовская серия Pg_3nk Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	124	46
	Чеганская свита $Pg_{2-3}hq$ Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	30	170
	Люлинворская свита Pg_2ll Эоцен	54,8	41,7	13,1	70	200
	Талицкая свита Pg_1tl Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	270
K	Ганькинская свита Pg_1-K_2gn Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	72	290
	Славгородская свита K_2sl Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	60	362
	Ипатовская свита K_2ip Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	191	422
	Кузнецовская свитаK_2kz Турон	91,6	89,8	1,8	14	613
	Покурская свита $K_{1-2}pk$ Апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	863	627
	Алымская свита K_1a_{1-2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K_1kls Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	637	1490
	Тарская свита K_1tr Валанжин	136,1	132,4	3,7	104	2129
	Куломзинская свита K_1klm Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	194	2233
J_3bg	Баженовская свита J_3bg Титон	151,2	145,8	5,4	22	2427
J_3	Георгиевская свита J_3qr Киммеридж	156,6	151,2	5,4	0	-
	Наунакская свита J_3nn Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	76	2449
$J_{1-2}tm$	Тюменская свита $J_{1-2}tm$ Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	228	2526
T	Тампейская серия T Средний-верхний триас	213	208	5	33	2754
-	Размыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-750	-
C_{1-2}	Елизаровская свита C_2elz Башкирский век	320,2	313,2	7	120	-
	Средневасюганская свита $C_{1-2}sv$ Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	200	-
	Кехорегская свита C_1kh Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430	-
D_3cg	Чагинская свита D_3cg Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480*	2787
D_2cz	Чузикская свита D_2cz Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3267
-	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D_1mr	Мирная толща D_1mr Эмс	407,6	393,3	14,3	400	3737
S_2-D_1	Лесная свита D_1ls Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4137
	Майзасская свита S_2mz Пржидол	423	419,2	3,8	410	4617
	Большеичская свита S_2bl Лудлов	427,4	423	4,4	209	5027
S_1lr	Ларинская свита S_1lr Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5236
Глубина реконструированного разреза, м		5596				
Фактический забой скважины, м		2850				

*Табл. 8. Разрез скважины Останинская 438, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и палеоструктурной реконструкции. Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений; Зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений; *показана мощность чагинской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 63 м)*

Приуроченность/ глубина, м	Температура, °				Рассчитанный тепловой поток, мВт/м^2 /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ (R^0_{vt})	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
K_1kl/2119	77	-	79	+2	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J_3nn/2512	94	-	92	-2	
J_{1-2}tm/2570	94	-	94	0	
J_{1-2}tm /2704	-	115 (0,76)	115	0	
D_3cg/2844	-	155 (1,05)	155	0	223 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

Табл. 9. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р, рассчитанный тепловой поток. 1. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск). 2. Для перехода от ОСВ (R^0vt) к соответствующей геотемпературе используется (Isaev, Fomin, 2006) диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» (Хант, 1982)

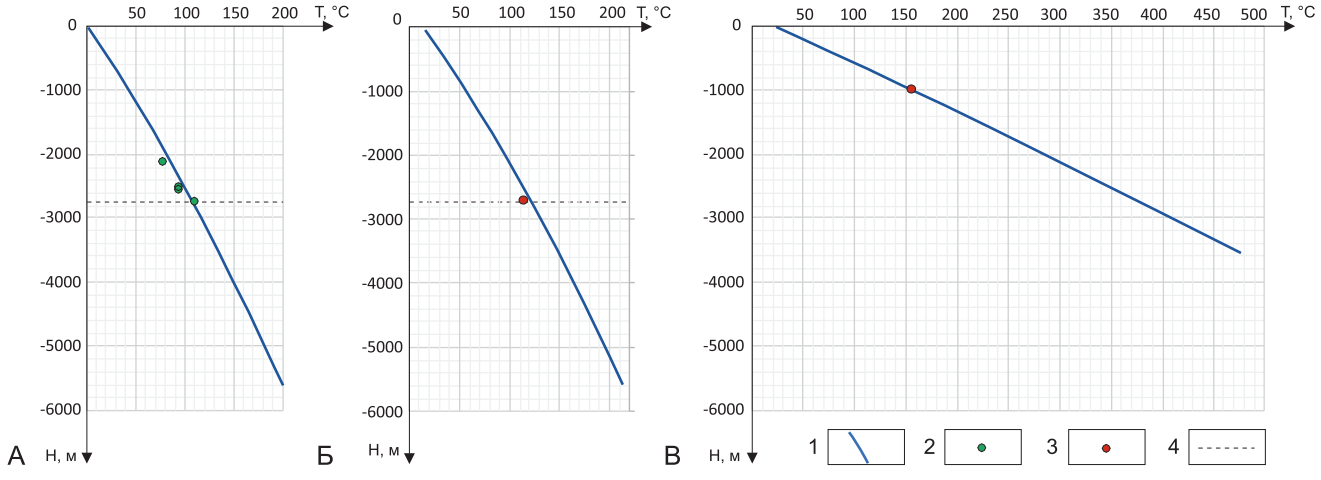


Рис. 9. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла. 24 млн лет назад – время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн лет назад – время максимальной мощности палеозойского разреза

Такой прогноз в некоторой степени подтверждается разбуриванием пластов М и М1 (табл. 7, скважины 417П, 424Р и, особенно, 438Р), где при испытаниях зафиксированы притоки и газа, и нефти.

Тюменская свита (J_{1-2}tm) находится в высокотемпературной и продолжительной ГФН на протяжении последних 92 млн лет (91,6–0 млн лет назад). Тюменский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и коренного палеозоя в течение последних 92 млн лет. Геотемпературы резервуаров благоприятны для сохранности тюменской нефти.

Баженовская свита (J_3bg) также до сих пор присутствует в высокотемпературной и продолжительной ГФН, на протяжении последних 90 млн лет (89,8–0 млн лет назад). Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Выводы

Рисунок 11 иллюстрирует, что УВ ларинской, мирнинской и чузикской свит не могли формировать залежи нефти и газа в пластах горизонтов М и M_1.

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя Останинского месторождения являются тюменский и баженовский источники нефти, а также чагинский источник газа и нефти. Однако генетические анализы нефтей из резервуаров коры и палеозоя показывают, что эти нефти генерированы сапропелевым органическим веществом. Поэтому нефти резервуаров коры выветривания и палеозоя не могут быть тюменскими. Вместе с тем баженовские нефти и нефти доманикоидных пород чагинской свиты генетически неразличимы.

Роль чагинского источника газа для пластов М и M_1, вероятно, крайне незначительная. Если оценивать эту роль (долю) на примере залежи, вскрытой скв. 438Р, то она составляет 1,5/(60,0+1,5) = 0,02 , т.е. порядка 2 %.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГЕРАСИМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В данном разделе представлены результаты моделирования фанерозойских очагов генерации углеводородов месторождения Герасимовское, расположенного, как и Останинское, в радиальном обрамлении Сельвейкинской площади (рис. 2 и 3). На месторождении доюрские пласты М и M_1 содержат промышленные залежи газа и нефти.

Время, млн. лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м^2	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J_3bg)		Тюменская ($J_{1-2}tm$)		Чагинская (D_3cg)		Чузикская (D_2cz)		Мирная (D_1mr)		Ларинская (S_1lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
0	0	54	97	2427	104	2526	118	2787	134	3267	148	3737	194	5236
1,64	1	54	99	2407	106	2506	120	2767	136	3247	150	3717	196	5216
4,71	3	54	101	2406	108	2505	122	2766	138	3246	152	3716	198	5215
24	16	54	112	2381	119	2480	133	2741	149	3221	162	3691	208	5190
32,3	16	54	106	2257	113	2356	127	2617	143	3097	157	3567	203	5066
41,7	12	54	100	2227	107	2326	121	2587	137	3067	151	3537	196	5036
54,8	19	54	105	2157	113	2256	126	2517	142	2997	156	3467	202	4966
61,7	22	54	107	2137	114	2236	128	2497	143	2977	157	3447	203	4946
73,2	16	54	98	2065	105	2164	118	2425	135	2905	149	3375	194	4874
86,5	22	54	100	2005	107	2104	121	2365	137	2845	150	3315	196	4814
89,8	22	54	93	1814	100	1913	114	2174	130	2654	144	3124	190	4623
91,6	22	54	89	1800	96	1899	110	2160	126	2640	140	3110	186	4609
114,1	21	54	56	937	63	1036	77	1297	93	1777	107	2247	153	3746
116,3	18	54	55	936	62	1035	76	1296	91	1776	105	2246	151	3745
120,2	19	54	53	935	61	1034	74	1295	90	1775	104	2245	150	3744
132,4	14	54	30	298	37	397	51	658	67	1138	81	1608	127	3107
136,1	10	54	26	194	34	293	47	554	63	1034	77	1504	123	3003
145,8	12	54	19	0	27	99	40	360	56	840	70	1310	116	2809
151,2	14	54	-	-	26	77	40	338	55	818	69	1288	115	2787
156,6	14	54	-	-	26	76	40	337	55	817	69	1287	115	2786
162,9	15	54	-	-	23	0	37	261	53	741	66	1211	112	2710
208	14	139	-	-	-	-	42	33	81	513	115	983	229	2482
213	14	158	-	-	-	-	38	0	84	480	123	950	257	2449
265,1	10	223	-	-	-	-	101	430	163	910	218	1380	403	2879
303,7	20	223	-	-	-	-	138	630	200	1110	255	1580	441	3079
313,2	20	223	-	-	-	-	155	750	216	1230	271	1700	456	3199
318,2	18	223	-	-	-	-	136	630	197	1110	252	1580	437	3079
322	18	223	-	-	-	-	131	585	192	1065	248	1535	431	3034
323	19	223	-	-	-	-	128	573	191	1053	245	1523	430	3022
324	19	223	-	-	-	-	127	561	190	1041	244	1511	429	3010
326	19	223	-	-	-	-	126	538	187	1018	242	1488	427	2987
335,1	19	223	-	-	-	-	110	430	171	910	226	1380	411	2879
339	16	223	-	-	-	-	97	360	159	840	214	1310	399	2809
343	16	223	-	-	-	-	88	287	149	767	205	1237	390	2736
347	19	223	-	-	-	-	80	215	142	695	197	1165	381	2664
350	19	223	-	-	-	-	74	161	137	641	191	1111	376	2610
351	20	223	-	-	-	-	72	143	135	623	189	1093	374	2592
353	22	223	-	-	-	-	69	107	130	587	186	1057	371	2556
358,9	30	223	-	-	-	-	62	0	125	480	179	950	364	2449
371	37	223	-	-	-	-	53	0	98	236	154	706	337	2205
377	35	223	-	-	-	-	43	0	81	115	135	585	320	2084
378	35	223	-	-	-	-	41	0	77	95	131	565	316	2064
379	34	223	-	-	-	-	39	0	74	74	128	545	313	2044
380	33	223	-	-	-	-	37	0	70	54	124	524	309	2023
382,7	34	223	-	-	-	-	-	-	65	0	118	470	303	1969
385	35	223	-	-	-	-	-	-	57	0	102	331	286	1830
386	35	223	-	-	-	-	-	-	51	0	92	271	276	1770
387	28	223	-	-	-	-	-	-	45	0	82	211	266	1710
390,5	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499
391,9	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1500
393,3	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499
400	24	223	-	-	-	-	-	-	-	-	38	0	210	1312
405	26	223	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0	195	1172
406	26	223	-	-	-	-	-	-	-	-	29	0	191	1144
407	27	223	-	-	-	-	-	-	-	-	28	0	189	1116
407,6	27	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	187	1099
413	35	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164	876
419,2	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132	619
420	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121	533
421	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	425
422	33	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94	317
423	33	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	209
427,4	29	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0

Табл. 10. Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Останинская 438Р. Светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой заливкой – НФГ, ГФГ, темно-желтой заливкой – палеотемпературный максимум. Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений. Светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ. Красной заливкой обозначено время геотемпературы в чагинской свите (313,2 млн лет назад), соответствующей определению ОСВ (155°С)

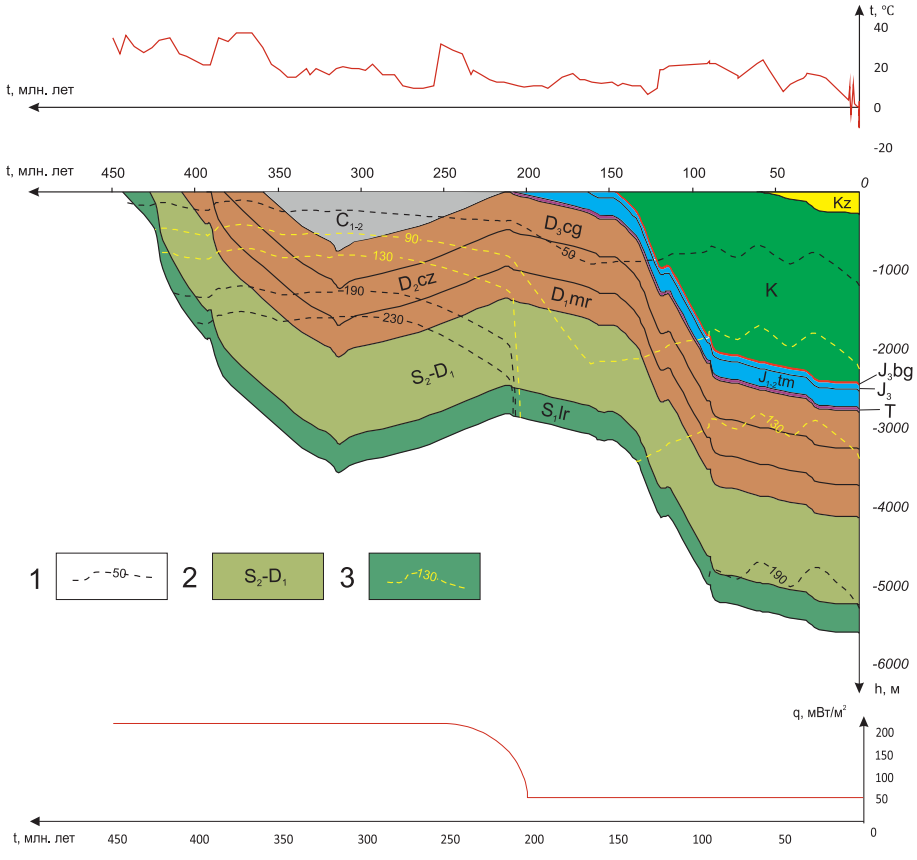


Рис. 10. Палеореконструкции тектонической и термической истории в районе скважины Останинская 438Р: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности, в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени

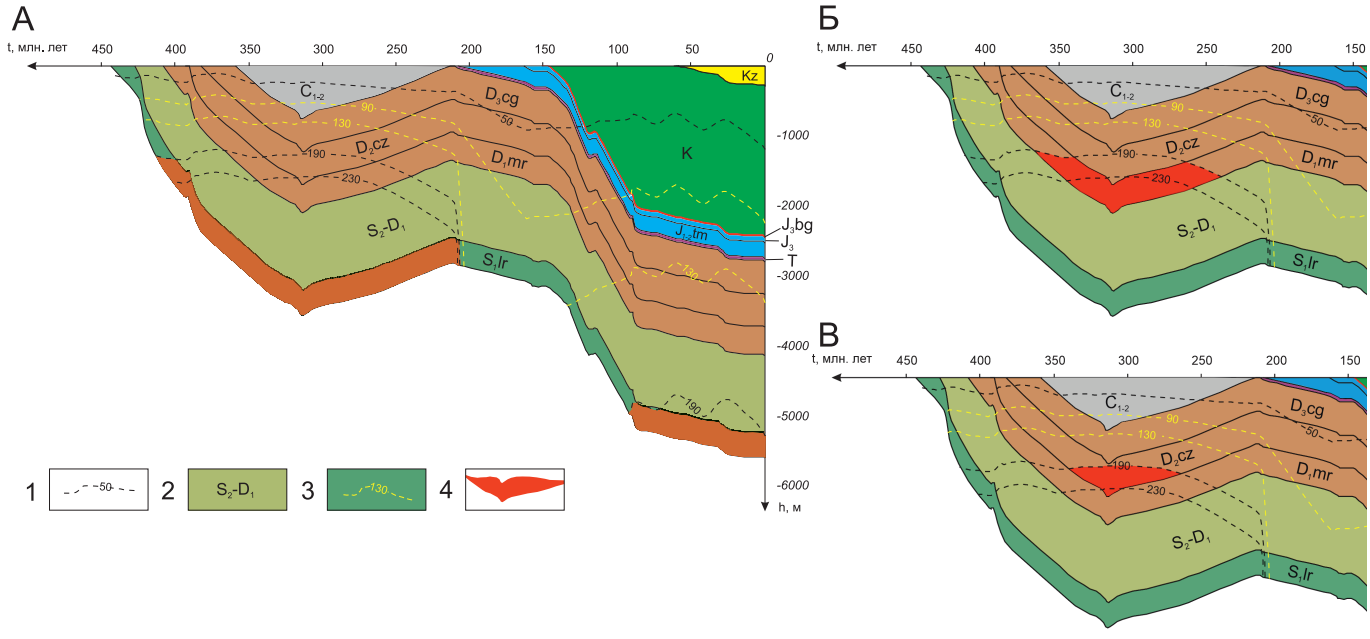


Рис. 11. Иллюстрация зон деструктивных температур для углеводородов палеозойских материнских свит в разрезе скважины Останинская 438Р: А – ларинской; Б – мирной; В – чузикской: 1–3 те же, что и для рис. 10; 4 – зоны деструктивных температур

Месторождение характеризуется высокими значениями плотности современного теплового потока – 54 мВт/м^2, превышающими современный тепловой поток Сельвейкинской площади на 13 мВт/м^2, а по ОСВ палеозойских образований палеотемпературы сопоставимы 175 и 170°С. Особый интерес к Герасимовскому месторождению обусловлен следующим: в отличие от Сельвейкинской площади и Останинского месторождения, на которых вскрытая кровля палеозоя представлена девонскими отложениями (D_3), на Герасимовском кровля палеозоя сложена образованиями карбона (C_1).

Нефтегеологическая характеристика месторождения

По фундаменту – площадь Герасимовского месторождения расположена на границе внутригеосинклинального Межовского срединного массива и Васюган-Пудинского антиклинория. По осадочному чехлу – Герасимовская структура находится в зоне сочленения Чузикско-Чижапской мезоседловины и Пудинского мезоподнятия, осложняя его юго-западный склон.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с резервуарами доюрского (пласты М, M_1),

нижнеюрского (пласт $Ю_{15}$), среднеюрского (пласты $Ю_{14}$, $Ю_{12}$, $Ю_{11}$, $Ю_{10}$, $Ю_2$) и верхнеюрского (пласты $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$) НГК. Фазовое состояние залежей следующее: пласты $М_1$, $Ю_{15}$, $Ю_{14}$, $Ю_{12}$, $Ю_{11}$ – нефтегазовые, М и $Ю_{10}$ – нефтегазоконденсатные, $Ю_2$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$ – газоконденсатные.

Пласты группы Ю (наунакская, тюменская свиты) – средне-, мелкозернистые песчаники, реже – крупнозернистые алевролиты.

Резервуар выветрелого палеозоя – пласт М, представлен кавернозно-трещиноватыми кремнистыми, реже глинисто-кремнистыми породами с органогенным детритом. Отмечается значительное изменение качества коллекторов в резервуаре по латерали, вплоть до полного их уплотнения.

Резервуар коренного палеозоя – пласт $М_1$, выполнен в основном известняками органогенными кремнистыми с прослоями мергелей и аргиллитов. В скважине Герасимовская 12 вскрыты нижнекарбоновые черные известковистые силициты.

Глубокое поисковое бурение на 17 скважинах Герасимовского месторождения вскрыло образования доюрского фундамента. Пласт М является основным промышленным нефтяным объектом (табл. 11). В скважине Герасимовская 8 из доюрского горизонта М (интервал 2854–2861 м) зафиксирован приток безводной нефти, дебит – 127 м^3/сут. Приток нефти дебитом 8 м^3/сут получен из пласта $М_1$ (интервал 2867–2879 м) в скважине 12. Приток газа дебитом 5,5 тыс. м^3/сут получен из интервала 2746–2758 м ($М_1$+М) в скважине 7. Непромышленные притоки нефти получены из пласта $Ю_7$ в скважине 12 и газоконденсатной смеси в скважине 7.

Выбор скважины Герасимовская 12 для выполнения целевых палеоструктурных и палеотемпературных реконструкций предопределен обеспеченностью измеренными геотемпературами как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях, а также наличием притоков из доюрских пластов. Скважина вскрыла выветрелую часть фундамента мощностью 57 м на глубине 2842 м, образования коренного палеозоя (кехорегская свита карбона – C_1kh) – с проходкой 111 м.

Численная модель месторождения

Литолого-стратиграфическая разбивка («дело скважины») послужила основой параметризации вскрытого мезозойско-кайнозойского разреза скважины 12 (табл. 12). Реконструкция мощностей не вскрытого силурийско-каменноугольного стратиграфического разреза выполнена с учетом (Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы, 1999).

В палеозойском разрезе учтены перерывы в осадконакоплении (Исаев, 2012а). Первый (первая половина эйфельского века) – непродолжительный, порядка 3 млн лет. Второй (с началом в среднекаменноугольную эпоху) – более продолжительный, порядка 105 млн лет. Во второй перерыв размывались каменноугольные отложения – елизаровская C_2elz, средневасюганская $C_{1-2}sv$ и частично кехорегская C_1kh свиты. О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скважины 12 визейские отложения раннего карбона, возраст которых подтверждается по комплексу фораминифер. Таким образом, толщина размытых палеозойских отложений составляет не менее 1000 м.

Как источники УВ для горизонтов выветрелого и коренного палеозоя предполагаются потенциально нефтематеринские свиты (Запивалов, Исаев, 2010; Фомин, 2011): палеозойские породы доманикоидного типа – ларинской

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м^3/сут
Скважина Герасимовская 7			
Выветрелый палеозой (пласт М) + Кехорегская свита (C_1kh (пласт $М_1$))	2746-2758	нефть, газ	20; 5,5 тыс. м^3/сут
Выветрелый палеозой (пластМ)	2746-2754	нефть, газ	8,2; 2,1 тыс. м^3/сут
Тюменская свита ($J_{1-2}tm$ (пласт $Ю_7$))	2704-2712	газоконденсатная смесь (конденсат+газ)	16 тыс. м^3/сут
Тюменская свита ($J_{1-2}tm$ (пласт $Ю_2$))	2562-2568	конденсат, газ	1,2; 10,8 тыс. м^3/сут
Скважина Герасимовская 12			
Кехорегская свита (C_1kh (пласт $М_1$))	2902-2917	пластовая вода с малым количеством растворенного газа	1,1
Кехорегская свита (C_1kh (пласт $М_1$))	2867-2879	нефть, вода, газ	8; 3,5; 0,5 тыс. м^3/сут
Выветрелый палеозой (пластМ)	2847-2860	нефть	3,5
Тюменская свита ($J_{1-2}tm$) + Выветрелый палеозой (пласт М)	2838-2859	нефть 90%, вода 10%	13
Тюменская свита ($J_{1-2}tm$ (пласт $Ю_7$))	2770-2780	нефть	0,4
Наунакская свита (J_3nn)	2565-2570	практически «сухой»	-
Скважина Герасимовская 8			
Выветрелый палеозой (пластМ)	2854-2861	нефть	127
Выветрелый палеозой (пластМ)	2865-2870, 2854-2861	нефть	80
Тюменская свита ($J_{1-2}tm$) + Выветрелый палеозой (пласт М)	2828-2847	нефть	47

Табл. 11. Результаты опробования глубоких скважин Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, пройденных в образованиях коренного палеозоя. Таблица составлена по материалам ТО ФБУ «ТФГИ по СФО»

(S_1lr), мирной (D_1mr), чузикской (D_2cz), чагинской (D_3cg), кехорегской (C_1kh) свит, а также юрские битуминозные породы тюменской (J_{1-2}tm) и баженовской (J_3bg) свит.

При решении обратных задач геотермии как на первом, так и на втором шаге «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила ±2ºС (табл. 13, рис. 12), т.е. соответствует оптимальной.

Решением прямых задач геотермии с использованием расчетных значений и динамики глубинного теплового потока выполнено восстановление седиментационной и термической истории для фанерозойских потенциально материнских свит – ларинской, мирной, чузикской, чагинской, кехорегской, а также тюменской и баженовской (табл. 14, рис. 13).

Анализ и оценка результатов

Доюрский НГК представлен двумя резервуарами: выветрелого (горизонт М) и коренного (M_1) палеозоя. Триасовая кора выветривания, вероятно играющая ключевую роль в генезисе резервуаров, формировалась в период 213–208 млн лет назад, однако была подвергнута денудационным процессам и не сохранилась. То есть резервуары палеозоя генетически обусловлены преимущественно эпигенетическими метеорными и гидротермальными процессами в коре выветривания. Они, представленные вторичными коллекторами, сформировались не ранее 213–208 млн лет назад, их геотемпературы не превышали 130ºС. В то же время, принимается концепция вертикальной межпластовой миграции УВ, включая миграцию как вверх, так и вниз по разрезу.

Последовательно анализируя периоды «работы» катагенетических очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из семи фанерозойских потенциально материнских свит (табл. 14, рис. 13) и сопоставляя эти периоды со временем формирования палеозойских резервуаров, сделаем оценку возможности аккумуляции и сохранности УВ в виде залежей палеозойских пластов.

Нужно отметить, что максимальный прогрев палеозойского разреза наблюдается к началу размыва каменноугольных отложений (313 млн лет назад). В это время разрез характеризуется максимальной мощностью в доюрское время. Геотемпературы в наиболее погруженной ларинской свите достигают 540º, а, соответственно, выше по разрезу: в мирной – 360º, в чузикской – 300º, в чагинской – 240º, в кехорегской – 180º.

Ларинская свита (S_1lr) вошла в ГЗН 422 млн лет назад, но ненадолго – на 3 млн лет, в ГЗГ – 419 млн лет назад (на 12 млн лет). Таким образом, нефтяной потенциал ларинского источника реализован 419 млн лет назад, газовый – 407 млн лет назад. С этого времени свита вошла в зону геотемператур, превышающих 190º, т.е. деструктивных для УВ. В зону деструктивных геотемператур ларинская свита погружалась дважды: 407–163 млн лет назад и 95,0–0 млн лет назад. Таким образом, УВ ларинской свиты подвергались действию разрушительных геотемператур в общей сложности 339 млн лет, в том числе 244 млн лет до формирования коллекторов палеозойских резервуаров. Вполне ясно, что УВ ларинского источника не могли аккумулироваться в этих резервуарах.

Мирная свита (D_1mr) вошла в ГЗН 386 млн лет назад на 8 млн лет, в ГЗГ – 378 млн лет назад на весьма продолжительное время – 31 млн лет. Нефтяной потенциал мирного источника реализован 378 млн лет назад, газовый 347 млн лет назад. *На этом временном этапе свита вошла в зону геотемператур, деструктивных для УВ. В зоне деструктивных геотемператур мирная свита находилась 134 млн лет (347–213), то есть еще до формирования коллекторов палеозойских резервуаров*. Ясно, что УВ мирного источника не могли аккумулироваться в резервуарах палеозоя.

Чузикская свита (D_2cz) вошла в ГЗН 374 млн лет назад на значительный интервал геологического времени – 23 млн лет, в ГЗГ – 351 млн лет назад на продолжительное время – 26 млн лет. Вероятно, нефтяной потенциал чузикского источника полностью реализован 351 млн лет назад, а газовый – 325 млн лет назад. *С этого времени свита вошла в зону геотемператур, деструктивных для УВ. Свита находилась в этой зоне не менее 60 млн лет, т. е. до 324 млн лет назад*. Вполне ясно, что УВ чузикского источника не могли питать залежи палеозойских горизонтов.

Чагинская свита (D_3cg) вошла в ГЗН 336 млн лет назад – на 12 млн лет, в ГЗГ – 325 млн лет назад (на 5 млн лет). Вероятно, нефтяной потенциал чагинского источника реализован 325 млн лет назад, а газовый – 320 млн лет назад. *Начиная с 320 млн лет назад чагинская свита находится в зоне деструктивных геотемператур, т.е. порядка 117 млн лет до начала формирования коллекторов палеозойских горизонтов*. Учитывая историю деструктивных геотемператур, маловероятно, что УВ чагинского источника могли питать залежи палеозойских горизонтов.

Кехорегская свита (C_1kh). Кехорегская свита вошла в ГЗН 323 млн лет назад, но ненадолго – на 3 млн лет, в ГЗГ – первый раз 320 млн лет назад на весьма продолжительное время – 19 млн лет, и второй раз 24 млн лет назад (еще на 20 млн лет). *За свою историю палеозойская кехорегская свита не погружалась в зону деструктивных геотемператур*. Если учесть последовательность фаз генерации и эмиграции жидких и газообразных УВ, а также значительный временной период (50–80 млн лет, табл. 14) от завершения ГФГ кехорегской свиты и окончания формирования палеозойских коллекторов, то можно ожидать лишь незначительную аккумуляцию кехорегского газа в резервуарах палеозоя. Такой прогноз подтверждается результатами опробования скважин 7 (табл. 11): в интервалах палеозойских горизонтов, наряду с притоками нефти, получены притоки газа.

Тюменская свита (J_{1-2}tm) находится в ГЗН с 95 млн лет назад по настоящее время. Свита за свою историю не входила в зону деструктивных геотемператур. Следовательно, тюменская нефть может аккумулироваться в палеозойских резервуарах с 95 млн лет назад и по настоящее время, а геотемпературы резервуаров палеозоя вполне благоприятны для сохранности нефти тюменского источника. Такой предварительный прогноз подтверждается результатами опробования – в интервалах палеозойских горизонтов, как и в пластах тюменской свиты, получены притоки нефти (табл. 11, скважины 8 и 12).

Баженовская свита (J_3bg) находится в высокотемпературной и продолжительной ГФН уже 92 млн лет.

Индекс отложений на рис. 13	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	16	0
	Плиоценовые N_2	4,71	1,64	3,07	35	16
	Миоценовые N_1	24	4,71	19,29	45	51
	Некрасовская серия Pg_3nk Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	110	96
	Чеганская свита $Pg_{2-3}hq$ Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	35	206
	Люлинворская свита Pg_2ll Эоцен	54,8	41,7	13,1	65	241
	Талицкая свита Pg_1tl Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	306
K	Ганькинская свита Pg_1-K_2gn Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	110	326
	Славгородская свита K_2sl Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	40	436
	Ипатовская свита K_2ip Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	180	476
	Кузнецовская свитаK_2kz Турон	91,6	89,8	1,8	12	656
	Покурская свита $K_{1-2}pk$ Верхний апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	881	668
	АлымскаяK_1a_{1-2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K_1kls Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	627	1549
	Тарская свита K_1tr Валанжин	136,1	132,4	3,7	96	2176
	Куломзинская свита K_1klm Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	255	2272
J_3bg	Баженовская свита J_3bg Титон	151,2	145,8	5,4	21	2527
J_3	Георгиевская свита J_3qr Киммеридж	156,6	151,2	5,4	4	2548
	Наунакская свита J_3nn Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	59	2552
$J_{1-2}tm$	Тюменская свита $J_{1-2}tm$ Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	231	2611
-	Размыв каменноугольных отложений	313,2	208	105,2	-1034	-
C_{1-2}	Елизаровская свита C_2elz Башкирский век	320,2	313,2	7	365	-
	Средневасюганская свита $C_{1-2}sv$ Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	590	-
C_1kh	Кехорегская свитаC_1kh Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430*	2842
D_3cg	Чагинская свита D_3cg Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480	3193
D_2cz	Чузикская свита D_2cz Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3673
-	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D_1mr	Мирная толща D_1mr Эмс	407,6	393,3	14,3	400	4143
S_2-D_1	Лесная свита D_1ls Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4543
	Майзасская свита S_2mz Пржидол	423	419,2	3,8	410	5023
	Большеичская свита S_2bl Лудлов	427,4	423	4,4	209	5433
S_1lr	Ларинская свита S_1lr Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5642
Глубина реконструированного разреза, м		6002				
Фактический забой скважины, м		3010				

*Табл. 12. Осадочный разрез скважины Герасимовская 12, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и палеоструктурной реконструкции. Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений; зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений; *показана мощность чагинской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 63 м)*

Приуроченность/ глубина, м	Температура, °				Тепловой поток, мВт/м^2 /динамическая характеристика
	Пластовая измеренная	По ОСВ (R^0_{vt})	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
J_3nn /2586	-	109 (0,72)	109	0	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J_{1-2}tm /2750	100	-	101	+1	
J_{1-2}tm /2797	-	117 (0,78)	116	-1	
J_{1-2}tm /2821	-	117 (0,78)	117	0	
J_{1-2}tm /2825	103	-	103	0	
J_{1-2}tm /2838	-	116 (0,77)	117	+1	
C_1kh/2908	-	170 (1,17)	170	0	224 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

Табл. 13. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Герасимовская 12, рассчитанный тепловой поток. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск). 2. Для перехода от ОСВ (R^0vt) к соответствующей геотемпературе используется (Isaev, Fomin, 2006) диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» (Хант, 1982)

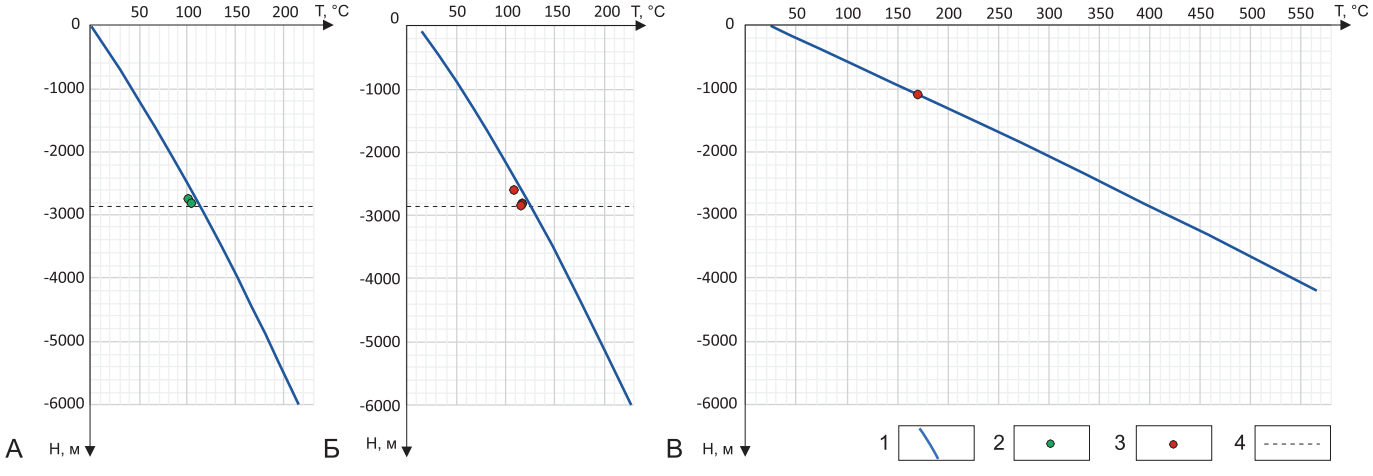


Рис. 12. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Герасимовская 12 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В). 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла. 24 млн лет назад – время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн лет назад – время максимальной мощности палеозойского разреза

Свита за свою историю не испытывала воздействия деструктивных температур. Баженовская нефть может аккумулироваться в палеозойских резервуарах с 92 млн лет назад и по настоящее время, а температурная история резервуаров палеозоя благоприятна для сохранности нефти баженовского источника. Такой предварительный прогноз подтверждается результатами опробования – в интервалах палеозойских горизонтов получены притоки жидких УВ (табл. 11).

Выводы

Рисунок 14 иллюстрирует, что УВ ларинской, мирнинской, чузикской и чагинской свит не могли формировать залежи нефти и газа в пластах горизонтов М и $М_1$.

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя Герасимовского месторождения являются тюменский и баженовский источники нефти, а также кехорегский газ. Однако генетические анализы нефтей из резервуаров коры и палеозоя показывают, что эти нефти генерированы сапропелевым ОВ. Поэтому нефти резервуаров коры выветривания и палеозоя не могут быть тюменскими, поскольку данная свита содержит гумусовое ОВ.

Роль кехорегского источника газа для пластов М и $М_1$ Герасимовского месторождения выглядит незначительной. Слишком поздно формируется палеозойский резервуар ко времени «работы» кехорегского источника газа.

Подводя итог исследованиям в районе Герасимовского месторождения, на котором вскрытая кровля палеозоя представлена отложениями нижнего карбона, можно заключить, что основным («главным») источником УВ доюрских залежей является юрская «баженовская нефть». Наряду с этим, и роль каменноугольного кехорегского источника газа для палеозойских горизонтов может быть значительной (табл. 11, скважина 7).

Время, млн. лет назад	«Местный» вековой ход, °С	Тепловой поток, мВт/м²	Геотемпературы свиты, °С													
			Баженовская (J_3bg)		Тюменская ($J_{1-2}tm$)		Кехорегская (C_1kh)		Чагинская (D_3cg)		Чузикская (D_2cz)		Мирная (D_1mr)		Ларинская (S_1lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
0	0	54	102	2527	109	2611	119	2763	133	3193	149	3673	163	4143	209	5642
1,64	1	54	103	2511	110	2595	120	2747	135	3177	151	3657	165	4127	211	5626
4,71	3	54	104	2476	111	2560	122	2712	136	3142	152	3622	166	4092	212	5591
24	16	54	114	2431	121	2515	131	2667	146	3097	161	3577	175	4047	221	5546
32,3	16	54	109	2321	116	2405	126	2557	140	2987	156	3467	170	3937	216	5436
41,7	12	54	103	2286	110	2370	120	2522	134	2952	150	3432	164	3902	209	5401
54,8	19	54	108	2221	115	2305	125	2457	140	2887	156	3367	170	3837	216	5336
61,7	22	54	109	2201	116	2285	126	2437	141	2867	156	3347	170	3817	216	5316
73,2	16	54	99	2091	106	2175	116	2327	131	2757	146	3237	160	3707	206	5206
86,5	22	54	102	2051	109	2135	119	2287	133	2717	149	3197	163	3667	209	5166
89,8	22	54	95	1871	102	1955	112	2107	127	2537	143	3017	157	3487	203	4986
91,6	22	54	92	1859	98	1943	109	2095	123	2525	139	3005	153	3475	198	4974
95,0	22	54	86	1726	93	1810	104	2042	118	2393	134	2873	147	3343	193	4842
110,0	21	54	64	1139	70	1223	81	1455	95	1806	111	2286	125	2756	170	4255
114,1	21	54	57	979	64	1063	75	1215	89	1645	105	2125	119	2595	165	4094
116,3	18	54	56	978	63	1062	73	1214	88	1644	104	2124	118	2594	163	4093
120,2	19	54	54	977	61	1061	71	1213	85	1643	101	2123	114	2593	159	4092
132,4	12	54	25	351	32	435	42	587	57	1017	72	1497	86	1967	132	3466
136,1	12	54	22	255	28	339	39	491	53	921	69	1401	83	1871	129	3370
145,8	13	54	13	0	20	84	30	236	45	666	60	1146	74	1616	120	3115
151,2	14	54	-	-	20	63	30	215	45	645	61	1125	75	1595	120	3094
156,6	13	54	-	-	19	59	30	211	44	641	60	1121	74	1591	120	3090
162,9	14	54	-	-	19	0	30	152	45	582	61	1062	74	1532	120	3031
208	13	138	-	-	-	-	28	79	63	351	102	831	135	1301	249	2800
213	14	156	-	-	-	-	32	79	72	351	118	831	157	1301	290	2800
265,1	10	224	-	-	-	-	40	0	102	430	164	910	220	1380	406	2879
300,7	20	224	-	-	-	-	129	590	192	1020	255	1500	310	1970	496	3469
300,9	20	224	-	-	-	-	130	596	193	1026	256	1506	311	1976	496	3475
305,0	20	224	-	-	-	-	147	716	210	1146	272	1626	328	2096	513	3595
310,0	21	224	-	-	-	-	169	862	231	1292	294	1772	349	2242	535	3741
313,2	20	224	-	-	-	-	179	955	240	1385	303	1865	359	2335	543	3834
315,0	20	224	-	-	-	-	166	861	227	1291	290	1771	344	2241	530	3740
319,7	18	224	-	-	-	-	130	616	192	1046	253	1526	309	1996	494	3495
319,8	18	224	-	-	-	-	129	611	190	1041	253	1521	307	1991	493	3490
320,2	18	224	-	-	-	-	125	590	187	1020	250	1500	304	1970	489	3469
323	19	224	-	-	-	-	90	315	151	745	213	1225	267	1695	453	3194
324,7	19	224	-	-	-	-	68	148	130	578	190	1058	247	1528	432	3027
326,0	20	224	-	-	-	-	51	20	113	450	175	930	230	1400	416	2899
326,2	20	224	-	-	-	-	50	0	111	430	173	910	229	1380	415	2879
335,0	18	224	-	-	-	-	41	0	94	314	157	794	211	1264	397	2763
336,5	17	224	-	-	-	-	38	0	90	295	153	775	207	1245	393	2744
339,0	16	224	-	-	-	-	34	0	84	262	147	742	202	1212	388	2711
343,0	16	224	-	-	-	-	30	0	77	209	139	689	195	1159	381	2658
346,5	17	224	-	-	-	-	28	0	72	163	135	643	190	1113	375	2612
347,0	17	224	-	-	-	-	29	0	72	156	134	636	190	1106	376	2605
350,0	19	224	-	-	-	-	28	0	69	117	130	597	186	1067	372	2566
351,0	20	224	-	-	-	-	27	0	66	104	130	584	184	1054	370	2553
353,0	21	224	-	-	-	-	27	0	65	78	127	558	182	1028	368	2527
358,9	30	224	-	-	-	-	-	-	62	0	126	480	180	950	366	2449
371,0	37	224	-	-	-	-	-	-	53	0	99	236	154	706	339	2205
374,3	37	224	-	-	-	-	-	-	48	0	90	169	145	639	331	2138
377,0	35	224	-	-	-	-	-	-	44	0	81	115	135	585	321	2084
378,0	35	224	-	-	-	-	-	-	41	0	78	95	132	565	318	2064
378,5	34	224	-	-	-	-	-	-	40	0	76	85	130	555	316	2054
379,0	34	224	-	-	-	-	-	-	39	0	74	75	128	545	314	2044
380,0	33	224	-	-	-	-	-	-	37	0	71	54	125	524	311	2023
382,7	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	65	0	119	470	304	1969
385,0	35	224	-	-	-	-	-	-	-	-	57	0	102	331	287	1830
386,0	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	92	271	278	1770
386,2	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	49	0	90	259	276	1758
387,0	32	224	-	-	-	-	-	-	-	-	45	0	82	211	268	1710
390,5	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	233	1499
391,9	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	1	233	1500
393,3	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	233	1499
400,0	24	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	0	211	1312
405,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0	196	1172
406,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	0	192	1144
407,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	0	190	1116
407,6	27	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188	1099
413,0	31	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165	876
419,2	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133	619
419,4	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	130	597
420,0	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122	533
421,0	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	425
422,0	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95	317
422,3	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	285
423	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	209
427,4	29	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0

Табл. 14. Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Герасимовская 12. Светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой заливкой – НФГ, ГФГ, темно-желтой заливкой – палеотемпературный максимум. Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений. Светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ. Красной заливкой обозначено время геотемпературы в центре кехорегской свиты (313,2 млн лет назад), соответствующее определению ОСВ в кровле кехорегской свиты – R^0vt = 1,17 (170°С)

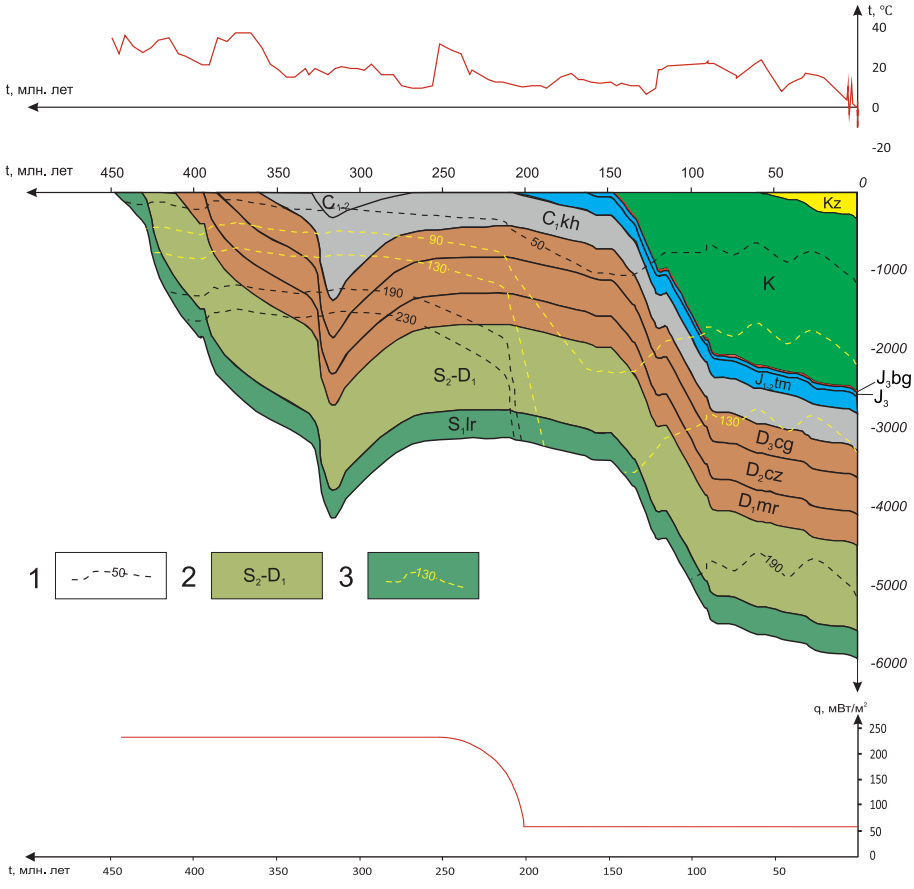


Рис. 13. Палеореконструкции тектонической и термической истории в районе скважины Герасимовская 12: 1 – изотермы; 2 – стратиграфический индекс отложений; 3 – граничные изотермы ГФН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности, в нижней – график изменения плотности теплового потока во времени

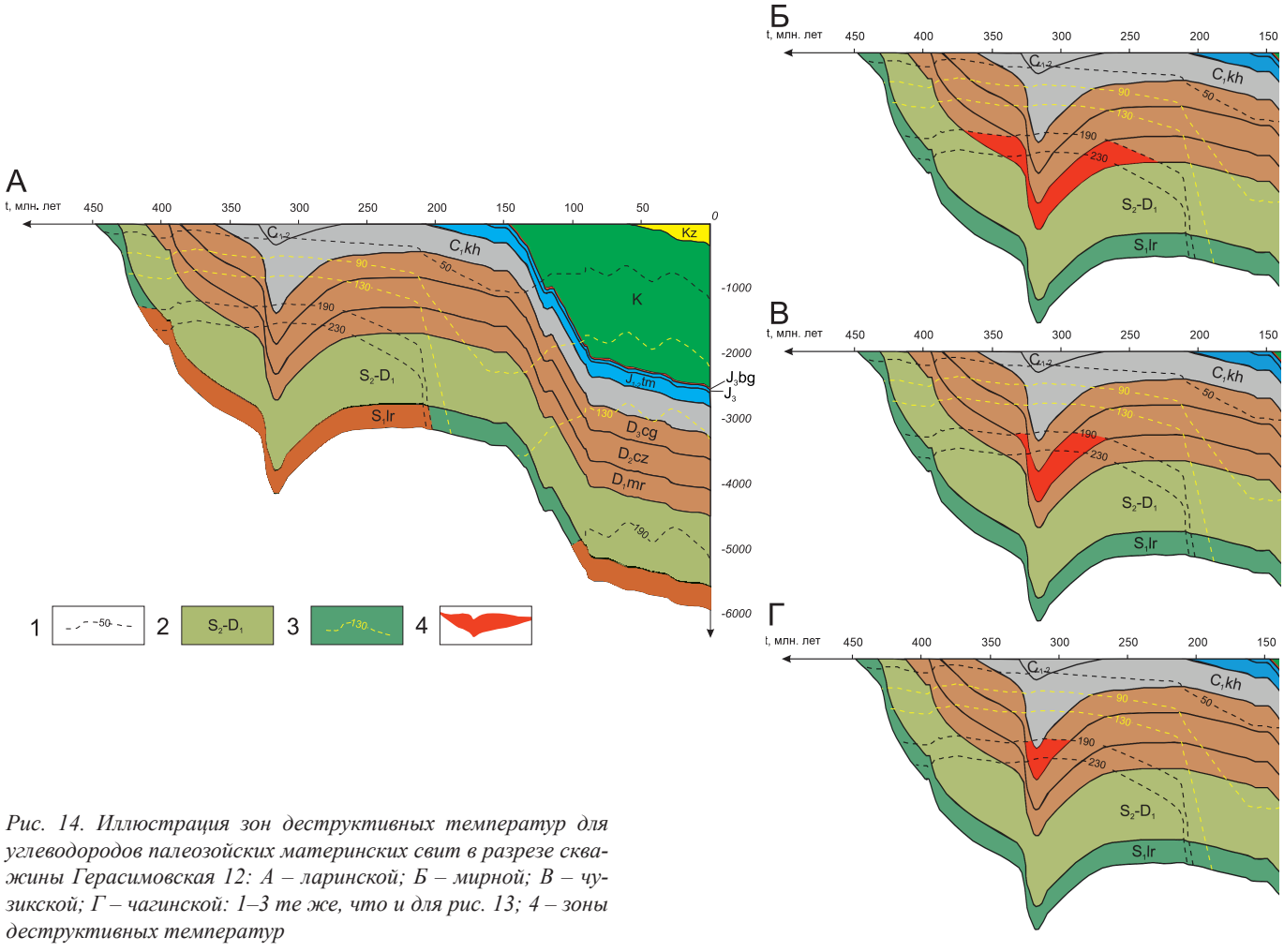


Рис. 14. Иллюстрация зон деструктивных температур для углеводородов палеозойских материнских свит в разрезе скважины Герасимовская 12: А – ларинской; Б – мирной; В – чузикской; Г – чагинской: 1–3 те же, что и для рис. 13; 4 – зоны деструктивных температур

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ исходных и заключительных характеристик Останинской группы месторождений (табл. 15) позволяет сделать несколько предварительных, но важных выводов относительно проблемы «палеозойской нефти».

Выводы, касающиеся фундаментальных аспектов проблемы:

1. Источником палеозойских залежей нефти могут быть как породы доманикоидного типа палеозойских свит, так и юрские нефтематеринские формации. Таким образом, может иметь место как восходящая вертикальная межпластовая миграция УВ, так и нисходящая миграция УВ. Поэтому две концепции «главного источника» являются совместимыми и не должны рассматриваться, как нередко, ортодоксально альтернативными.

2. Источником палеозойских залежей газа и газоконденсата являются, скорее всего, только породы доманикоидного типа палеозойских свит.

3. «Палеозойским» источником залежей нефти и газа в доюрском НГК могут быть только палеозойские свиты кровли палеозойского фундамента (к примеру, на Останинской группе месторождений – C_1kh и D_3cg). «Юрским» источником залежей нефти в доюрском НГК может быть баженовская свита J_3bg.

Выводы, которые касаются прикладных (поисковых) аспектов проблемы «палеозойской нефти:

1. В настоящей работе получены теоретические и прикладные результаты, которые дополнительно аргументируют авторский поисковый критерий нефтегазоносности палеозоя – аномальные геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза.

2. Отсутствие залежей УВ в юрском разрезе – это, скорее всего, негативный признак нефтегазоносности палеозоя.

3. Низкая плотность современного теплового потока (скажем, меньше 40 мВт/м^2) – это, скорее всего, негативный признак залежей нефти в палеозое.

4. Высокие палеотемпературы по ОСВ (например, более 175^o) – это, скорее всего, негативный признак нефтяных и газовых залежей в палеозое.

5. Исходя из концепции двух «основных источников» «палеозойской нефти» (юрский, палеозойский), есть основания полагать, что нефтяные залежи в палеозое не могут быть богаче нефтяных в юре.

Авторы отдают себе отчет, что приведенный выше анализ и выводы основываются на небольшом материале. Но он представительный и касается актуальной проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. Поэтому статья может быть интересна как в теоретическом, так и в прикладном аспекте.

В работах российских и зарубежных исследователей палеотемпературное моделирование очагов генерации нефти и газа обычно выполняется для кайнозойско-мезозойского осадочного чехла. Это уже стало достаточно привычным и уверенно выполняемым. Для изучения нефтегазоносности фундамента, как перспективного объекта наращивания добычи, необходимо выполнять совместное моделирование юрско-мелового «современного» осадочного бассейна и доюрских осадочных «палеобассейнов». При включении в историко-геологический анализ отложений «палеобассейнов» восстановление истории генерационных и аккумуляционных процессов существенно осложняется. И такие работы редки. К тому же, как в работах зарубежных исследователей, так и российских, как правило, за рамками опубликованных материалов остаются конкретные схемы и параметры методик и технологий палеотемпературного моделирования. Поэтому настоящая работа представляется интересной и полезной и в этом плане.

№ п/п	Характеристика	Сельвейкинская площадь (скв. 2)	Останинское месторождение (скв. 438Р)	Герасимовское месторождение (скв. 12)
1	Тепловой поток современный квазистационарный начиная с юры, мВт/м^2	41	54	54
2	Палеотемпература по ОСВ в разрезе вскрытого палеозоя: температура, ^{o}C (R^0_{vt}) / свита (глубина, м)	175 (1,35)/ D_3cg (3106)	155 (1,05)/ D_3cg (2844)	170 (1,17)/ C_1kh (2908)
3	Тепловой поток квазистационарный начиная с силура, до резкого снижения в триасе, мВт/м^2	258	223	224
4	Промышленные залежи УВ в юре	«Сухо»	Газ, конденсат, пластовая вода	«Сухо», нефть, вода
5	Залежи в коре выветривания (пласт М)	Свободный газ	Безводная нефть, газ	Нефть
6	Залежи в коренном палеозое	Разгазированная пластовая вода	Пластовая вода	Нефть, вода, газ
7	Вероятный генезис (источник) газа в доюрском НГК	Частично-аккумулированный малодебитный газ палеозойской чагинской свиты (D_3cg)	Частично-аккумулированный малодебитный газ палеозойской чагинской свиты (D_3cg)	Значительно-аккумулированный газ палеозойской кехорегской свиты (C_1kh)
8	Вероятный генезис (источник) нефти в доюрском НГК	Источник не выявлен	1) нефть доманикоидных пород палеозойской чагинской свиты (D_3cg)? 2) нефть юрской баженовской свиты (J_3bg)?	Нефть юрской баженовской свиты (J_3bg)

Табл. 15. Исходные и заключительные характеристики нефтегазоносности исследованных площадей Останинской группы месторождений

Литература

Алеева А.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. (2021). Сравнительная геофизическая и петрофизическая характеристика юрских отложений как прогнозно-поисковый признак доюрских залежей углеводородов (Томская область). *Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Мат. Всерос. науч. конф.* Нововосибирск: ИПЦ НГУ, с. 144-147. https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1248-2-144-147

Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. (2018). Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(6), с. 128-139.

Бордюг Е.В. (2012). Генетические типы нефтей продуктивных отложений юго-восточной части Западной Сибири. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. М: 26 с.

Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Известия АН СССР. Сер. геол.*, 11, с. 135-156.

Волкова Н.А., Веселов О.В., Кочергин А.В. (1981). Теплопроводность горных пород Охотоморского региона. Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. Владивосток: ДВО РАН, с. 44-50.

Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И. (2020). Очаги генерации углеводородов и их аккумуляции в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 15(3), с. 1-16. http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html

Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М: Научный Мир, 456 с.

Гедберг Х.Д. (1966). Геологические аспекты происхождения нефти. М: Недра, 124 с.

Голышев С.И., Падалко Н.Л., Мадишева Р.К., Оздоев С.М., Портнов В.С., Исаев В.И. (2020). Изотопный состав нефтей Арыскумского прогиба (Южный Казахстан). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(3), с. 80-89.

Горнов П.Ю. (2009). Геотермические характеристики Средне-Амурской впадины. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка,* 3, с. 56-61.

Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. (1990). Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*, 10, с. 51-60.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. (1986). Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. М: Недра, 222 с.

Западная Сибир. Геология и полезные ископаемые России (2000). Т. 2. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 477 с.

Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. (2010). Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири. *Вестник Томского государственного университета*, 341, с. 226-232.

Зимин В. (2021). Надежды в тумане. Перспективы стабилизации нефтяной отрасли оценивают осторожнее, чем раньше. *Недра и ТЭКплюс Сибири*, 7, с. 11-13.

Исаев Г.Д. (2007). Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. Новосибирск: Гео, 247 с.

Исаев Г.Д. (2012). Геологическая, палеонтологическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности. *Георесурсы*, 48(6), с. 24-30.

Исаев Г.Д. (2012а). Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов). *Вестник ТГУ*, 355, с. 161-168.

Исаев В.И. (2004). Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование. *Тихоокеанская геология*, 23(5), с. 101-115.

Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. (2016). Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофизический журнал*, 38(4), с. 3-25. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798

Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2018). Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит. *Геология нефти и газа*, 1, с. 15-39. https://doi.org/10.1134/S1069351318020064

Исаев В.И., Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. (2018а). Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири). *Геофизический журнал*, 40(3), с. 54-80. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173

Исаев, В.И., Алеева А.О., Лобова Г.А., Исаева О.С., Старостенко В.И. (2021). О природе палеозойских залежей нефти и их поисковом «отражении» в геофизическом разрезе юрских пластов (юго-восток Западной Сибири). *Геофизический журнал*, 43(1), с. 93-128. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v43i1.2021.225502

Исаев В.И., Галиева М.Ф., Алеева А.О., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2021а). Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область). *Георесурсы*, 23(1), с. 2-16. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.1

Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г.А., Крутенко Д.С., Осипова Е.Н. (2021б). Моделирование фанерозойских очагов генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей «палеозойской» нефти (юго-восток Западной Сибири). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(3), с. 85-98.

Карташов И. (2021). Палеозой может стать брендом области. *Недра и ТЭКплюс Сибири*, 7, с. 14-16. https://doi.org/10.1016/S1464-2859(21)00162-0

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. (1967). Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*, 2, с. 16-29.

Конторович А.Э, Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А, Эрвье Ю.Г. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М: Недра, 680 с.

Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И., Андрусевич В.Е., Борисова Л.С., Данилова В.П., Казанский Ю..П, Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Шурыгин Б.Н. (1995). Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита). *Геология и геофизика*, 36(6), с. 110-126.

Конторович В.А. (2002). Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 253 с.

Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Исаев В.И., Стариков А.И., Кузина М.Я. (2020). Генезис углеводородов доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения (зона локального сжатия Западно-Сибирской плиты). *Геофизический журнал*, 42(5), с. 130-147. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076

Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. (2013). Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода). *Геофизический журнал*, 35, 1, с. 113-129. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338

Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. (2013а). Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов). *Известия Томского политехнического университета*, 323(1), с. 51-56.

Кутас Р.И., Цвященко В.А., Тарануха Ю.К. (1991). Тепловое поле и температурный режим литосферы Предкавказья. *Геофизический журнал*, 5, с. 56-63.

Курчиков А.Р. (1992). Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М: Недра, 231 с.

Курчиков А.Р. (2001). Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 11(42), с. 1846-1853.

Лобова Г.А. (2013). Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины. *Геофизический журнал*, 35(4), с. 28-39. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i4.2013.111389

Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лунёва Т.Е., Осипова Е.Н. (2018). Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов). *Геофизический журнал*, 40(4), с. 73-106. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611

Мадишева Р.К., Серебренникова О.В., Исаев В.И., Портнов В.С., Оздоев С.М. (2020). Состав биомаркеров и происхождение нефтейАрыскумского прогиба (Южный Казахстан). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(7), с. 116-130.

Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимина С.В. (2020). Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(3), с. 32-38.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. (1973). Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. *Геология и геофизика,* 10, с. 14-16. https://doi.org/10.1109/MSPEC.1973.5216838

Оздоев С.М., Мадишева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев В.И. (2020). О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента Арыскумского прогиба Южно-Торгайского бассейна. *Нефть и газ*, 1, с. 17-32.

Подобина В.М., Родыгин С.А. (2000). Историческая геология. Томск: Изд-во НТЛ, 264 с.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (2004). Новосибирск: СНИИГГиМС, 114 с.

Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской

равнины (1999). Под ред. В.И. Краснова. Новосибирск, 80 с.

Рычкова И.В. (2006). Стратиграфия и палеогеография верхнего мела-среднего палеогена юго-востока Западной Сибири. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Томск: ТПУ, 22 с.

Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Суслова А.А., Гилаев Р.М., Шелков Е.С., Книппер А.А. (2019). Баженовский горизонт Сибири (титон – нижний берриас): тектонические и гидродинамические условия осадконакопления. *Георесурсы*, 21(2), с. 117-128. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.117-128

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири (2001). Кн. 5: Палеозой Западной Сибири. Под ред. А. Э. Конторовича. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 163 с.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 61(2), с. 63-76. https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6

Уилсон Дж.Л. (1986). Карбонатные фации в геологической истории. М: Недра, 464 с.

Фомин А.Н. (1987). Углепетрографические исследования в нефтяной геологии. Новосибирск: Изд-во ИГиГ СО АНСССР, 166 с.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.

Хант Дж. (1982). Геохимия и геология нефти и газа. М: Мир, 704 с.

Хуторской М.Д. (1996). Введение в геотермию: курс лекций. М: Изд-во РУДН, 156 с.

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., P.F. van Bergen (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), pp. 1176-1184. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781-791. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004

Burshtein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. (1997). Model of catagenesis of organic matter (by using the example of the Bazhenovka Formation). *Russian Geology and Geophysics,* 38(6), pp. 1107-1115.

Dobretsov N.L. (2008). Geological implications of the thermochemical plume model. *Russian Geology and Geophysics*, 49(7), pp. 441-454. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.06.002

Isaev V.I., Fomin A.N. (2006). Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurol'ka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6), pp. 734-745.

Isaev V.I., Iskorkina A.A, Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 310-329. https://doi.org/10.1134/S1069351318020064

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 41(1), pp. 33-43. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862

Isaev, V.I., Lobova, G.A., Fomin, A.N., Bulatov, V.I., Kuzmenkov, S.G., Galieva, M.F., Krutenko, D.S. (2019a). Heat flow and presence of oil and gas (the Yamal peninsula, Tomsk region). *Georesursy=Georesources*, 21(3), pp. 125-135. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A, Safronov P.I., et al. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 1179-1226. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A. et al. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5-6), pp. 582-609. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 917-929. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G. et al. (2013a). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747-779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kontorovich V.A. (2007). Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria. *Russian Geology and Geophysics,* 48(5), pp. 422-428. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002

Scotese C. (2016). A new global temperature curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs,* 48(7), pp. 74-31. https://doi.org/10.1130/abs/2016AM-287167

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. (2006). Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), pp. 1044-1050. https://doi.org/10.1134/S1069351306120081

Сведения об авторах

Валерий Иванович Исаев – доктор геол.-мин. наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 635050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Маргарита Фаритовна Галиева – аспирант Отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Галина Лобова – доктор геол.-мин. наук, независимый эксперт по нефтегазовой геологии и геофизике

Литва, 31102, Висагинас, ул. Висагино, д. 25-25

Станислав Григорьевич Кузьменков – доктор геол.-мин. наук, профессор Института нефти и газа, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты- Мансийск, ул. Чехова, д. 16

Виталий Иванович Старостенко – доктор физ.-мат. наук, академик НАН Украины, директор Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины

Украина, 03680, Киев, пр. Палладина, д. 32

Александр Николаевич Фомин – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 25.03.2022;
Принята к публикации 09.07.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia

V.I. Isaev[1], M.F. Galieva[1], G. Lobova[2], S.G. Kuzmenkov[3], V.I. Starostenko[4], A.N. Fomin[5]*

[1]National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
[2]Visaginas, Lithuania
[3]Ugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
[4]Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine
[5]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Valery I. Isaev, e-mail: isaevvi@tpu.ru

Abstract. The following problem is solved by the present research: the probable sources of Paleozoic hydrocarbon deposits are determined on the basis of modeling the hydrocarbon foci of generation Paleozoic-Mesozoic oil source formations (for example,

the southeast of Western Siberia, Tomsk Region). The research area is the lands Ostanino field group: the Selveikin area of deep drilling, the Ostaninskoye and Gerasimovskoye oil and gas condensate fields. Pre-Jurassic strata with oil source potential, including the Paleozoic Larinskaya (S_1lr), Mirnaya (D_1^3mr), Chuzikskaya (D_2cz), Chaginskaya (D_3cg) and Kehoregskaya (C_1kh) formations, as well as Jurassic Bazhenovskaya (J_3bg) and Tyumenskaya (J_{1-2}tm) formations, and, accordingly, the reservoirs of the weathering crust and bed-rock Paleozoic reservoirs are the objects of study. The subject of analysis was selected in accordance with the concept of the geothermal regime of the subsoil, as a leading factor in the implementation of the generation potential of the parent sediments. The research methods are digital paleotemperature modeling and historical-geological analysis.

The results and conclusions concerning the fundamental problems of "Paleozoic oil" are obtained. 1. Source of the Paleozoic oil deposits can be both the Domanic type rocks of the Paleozoic formations and the Jurassic oil source formations. Thus, both upward vertical interstratal HC migration and downward HC migration can take place. Therefore, the two concepts of "main source" are compatible and should not be considered, as often, orthodoxly alternative. 2. The domanicoid rocks of the Paleozoic formations are most likely the source for Paleozoic gas and gas condensate deposits. 3. Paleozoic formations the roof of the bed-rock Paleozoic (on the Ostankinskaya group of fields – C_1kh and D_3cg) can be only the source of the «Paleozoic oil» and gas deposits in the Pre-Jurassic oil and gas complex. 4. Bazhenov formation – J_3bg may be the "Jurassic" source of oil deposits in the Pre-Jurassic oil and gas complex. The results were obtained and conclusions were drawn concerning the applied (search) aspects of the problem: 1. Results additionally substantiate the author's search criterion for the oil and gas content of the Paleozoic – these are anomalous geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic section. 2. The absence of hydrocarbon deposits in the Jurassic section is most likely a negative sign of the Paleozoic oil and gas content. 4. The low density of the modern heat flow (less than 40 mW/m^2) is most likely a negative sign of oil deposits in the Paleozoic. 3. High paleotemperatures in terms of VR (more than 175^{o}C) are most likely a negative sign of oil and gas deposits in the Paleozoic. 4. Reasons have been obtained to state that oil deposits in the Paleozoic cannot be richer than oil deposits in the Jurassic.

Key words: Pre-Jurassic complex, modeling the hydrocarbon foci of generation Paleozoic-Mesozoic oil source formations, digital paleotemperature modeling and historical-geological analysis, the results and conclusions concerning the fundamental problems of «Paleozoic oil», Western Siberia

Recommended citation: Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G., Kuzmenkov S.G., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2022). Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia. Georesursy = Georesources, 24(3), pp. 17–48. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.3

References

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E. et al. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), pp. 1176-1184. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008

Aleeva A.O., Isaev V.I., Lobova G.A. (2021). Comparative geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic rocks as a prospecting indicator of the pre-Jurassic deposits (Tomsk Region). *Theoretical and Practical Oil and Gas Geology: new challenges: Proc. Russ. Sci. Conf*. Novosibirsk: IPC NSU, pp. 144-147. (In Russ.) https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1248-2-144-147

Belozerov V.B., Garcia A.S. (2018). Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western-Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(6), pp. 128-139. (In Russ.)

Bordyug E.V. (2012). Oil types of different genesis in reservoirs within the southeastern part of Western Siberia. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 26 p. (In Russ.)

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781-791. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004

Burshtein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. (1997). Model of catagenesis of organic matter (the example of the Bazhenovka Formation). *Russian Geology and Geophysics,* 38(6), pp. 1107-1115.

Dobretsov N.L. (2008). Geological implications of the thermochemical plume model. *Russian Geology and Geophysics*, 49(7), pp. 441-454. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.06.002

Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. (1990). The evolution of the sedimentary cover temperature field of the West Siberian Plate. *Geologiya i geophizika*, 10, pp. 51-60. (In Russ.)

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. (1986). Thermal field and oil and gas potential of immature plates within USSR. Moscow: Nedra, 222 p. (In Russ.)

Fomin A.N. (1987). Coal petrological research in Petroleum Geology. Novosibirsk, IGG SO AS USSR, 166 p. (In Russ.)

Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 331 p. (In Russ.)

Galieva M.F., Aleeva A.O., Isaev V.I. (2020). The sources of hydrocarbon generation and their accumulation in the pre-Jurassic section of the Selveikinskaya deep drilling area (Tomsk region). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies,* 15(3), pp. 1-16. http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html

Galushkin Yu.I. (2007). Sedimentary basins modeling and assessment their oil-gas generation. Moscow: Nauchniy mir, 456 p. (In Russ.)

Golyshev S.I., Padalko N.L., Madisheva R.K., Ozdoev S.M., Portnov V.S., Isaev V.I. (2020). Isotopic composition of the Aryskum depression oil (South Kazakhstan). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(3), pp. 80-89. (In Russ.)

Gornov P.Yu. (2009). Geothermal characteristics of Middle Amur depression. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 3, pp. 56-61. (In Russ.)

Hedberg H.D. (1966). Geologic aspects of origin of petroleum. Translated from English. Moscow: Nedra, 124 p. (In Russ.)

Hunt J.M. (1982). Petroleum Geochemistry and Geology. Translated from English. Moscow, Mir, 704 p. (In Russ.)

Isaev G.D. (2007). Corals, biostratigraphy, and geological models of the Paleozoic strata of West Siberia. Novosibirsk: Geo, 247 p. (In Russ.)

Isaev G.D. (2012). Geological and paleogeographic models and prospects of oil-and-gas bearing capacity of the Paleozoic of the Western Siberian Plate. *Georesursy = Georesources*, 48(6), pp. 24-30. (In Russ.)

Isaev G.D. (2012a). Regional stratigraphic subdivisions of the Paleozoic of the West-Siberian plate. *Tomsk State University Journal*, 355, pp. 161-168. (In Russ.)

Isaev V.I. (2004). Paleotemperature modeling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation. *Geology of the Pacific Ocean*, 23(5), pp. 101-115. (In Russ.)

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. (2016). Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum bazhenov and togur suites southeastern Western Siberia. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 38(4), pp. 3-25. (In Russ.)

Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2018). Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source suites in the southeast of Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 1, pp. 15-39. (In Russ.)

Isaev V.I., Lobova G.A., Stotskiy V.V., Fomin A.N. (2018a). Geothermy and zoning of shale oil potential of the Koltogor-Urengoy paleorift (southeast of Western Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(3), pp. 54-80. (In Russ.) https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173

Isaev V.I., Iskorkina A.A, Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. (2018b). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 310-329. https://doi.org/10.1134/S1069351318020064

Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. (2019). Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 41(1), pp. 33-43. (In Russ.) https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862

Isaev, V.I., Lobova, G.A., Fomin, A.N., Bulatov, V.I., Kuzmenkov, S.G., Galieva, M.F., Krutenko, D.S. (2019a). Heat flow and presence of oil and gas (the Yamal peninsula, Tomsk region). *Georesursy=Georesources*, 21(3), pp. 125-135. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135

Isaev, V.I, Aleeva, A.O, Lobova, G.A, Isaeva, O.S., Starostenko, V.I. (2021). On the nature of Paleozoic oil deposits and their exploratory in the geophysical section of the Jurassic layers (southeast of Western Siberia). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 43(1), pp. 93-128. (In Russ.)

Isaev V.I., Galieva M.F., Aleeva A.O., Lobova G.A., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2021a). Paleotemperature modeling of hydrocarbon generation centers and their role in the formation of «Paleozoic» oil deposits (Ostaninskoe

field, Tomsk region). *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 2-16. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.1

Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G.A., Krutenko D.S., Osipova E.N. (2021b). Modeling of Phanerozoic hydrocarbon generation centers and assessment of their role in the formation of «Paleozoic» oil deposits (southeast of Western Siberia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(3), pp. 85-98. (In Russ.)

Kartashov I. (2021). The Paleozoic may become the brand of the region. *Nedra i TEK Sibiri,* 7, pp. 14-16. (In Russ.)

Khutorskoy M.D. (1996). Introduction to Geothermy. Moscow: RUDN Publ., 156 p. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2002). Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic sediments in the south-eastern part of Western Siberia. Novosibirsk, SO RAN Publ., 253 p. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2007). Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria. *Russian Geology and Geophysics,* 48(5), pp. 422-428. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002

Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. (1967). Metamorphism of organic matter and some issues concerning oil and gas potential (a study of the Mezozoic rocks within Western Siberian lowland). *Geologiya i geofizika*, 2, pp. 16-29. (In Russ.)

Kontorovich A.E, Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. (1975). Oil and gas Geology of Western Siberia. Moscow, Nedra, 680 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Ilyina V.I., Moskvin V.I., Andrusevich V.E., Borisova L.S., Danilova V.P. et al. (1995). Reference section and oil-producing potential of the Lower-Jurassic deposits of the Nyurolka sedimentary subbasin (West-Siberian Plate). *Geologiya i Geofizika*, 36(6), pp. 110-126. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 917-929. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A, Safronov P.I., S.A. Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. et al. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 1179-1226. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G. et al. (2013a). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747-779. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A. et al. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5-6), pp. 582-609. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005

Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. (2013a). Genesis of the pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovo group of fields (based on results of vertical alkanes zoning studying). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University,* 323(1), pp. 51-56. (In Russ.)

Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latypova O.V. (2013). Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of sediments of oil and gas bearing complexes (on the example of Krasnoleninsky arch deposits). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 35(1), pp. 113-129. (In Russ.)

Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Isaev V.I., Starikov A.I., Kuzina M.Ya. (2020). Hydrocarbons genesis of pre-Jurassic complex in Khanty-Mansiysk field (the zone of West Siberian plate local compression). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 42(5), pp. 130-147. (In Russ.)

Kurchikov A.R. (1992). Hydrogeothermal criteria of oil and gas potential. Moscow: Nedra Publ., 231 p. (In Russ.)

Kurchikov A.R. (2001). The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics,* 42(11-12), pp. 1846-1853.

Kutas R.I., Cvjashhenko V.A., Taranuha Yu.K. (1991). The heat flow and temperature regime of the Ciscaucasian litosphere. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 5, pp. 56-63. (In Russ.)

Lobova G.A. (2013). Oil and gas presence of Ust-Tym mega-depression. *Geofizicheskiy Zhurnal,* 35(4), 28-39. (In Russ.)

Lobova, G.A., Isaev, B.I., Kuzmenkov, S.G., Luneva, T.E., Osipova, E.N. (2018). Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskiy Zhurnal,* 40(4), 73-106. (In Russ.)

Madisheva R.K., Serebrennikova O.V., Isaev V.I., Portnov V.S., Ozdoev S.M. (2020). Composition of biomarkers and origin of oils of the Aryskum depression (South Kazakhstan). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering,* 331(7), pp. 116-130. (In Russ.)

Mel'nik I.A., Nedolivko N.M., Zimina S.V. (2020). Secondary carbonates of Jurassic sand deposits as indicators of the Paleozoic productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(3), pp. 32-38. (In Russ.)

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. (1973). Main Phase of Petroleum Generation as a Stage of Catagenetic Evolution of Dispersed Sapropelic Vegetable Organic Matter. *Geologiya i Geofizika*, 10, pp. 14-17. (In Russ.)

Ozdoev S.M., Madisheva R.K., Seilkhanov T.M., Portnov V.S., Isaev V.I. (2020). Oil reservoirs of the cristalline basement of Aryskum downfold of South-Torgay depression. *Neft i gas*, 1, pp. 17-32. (In Russ.)

Podobina V.M., Rodygin S.A. (2000). Historical Geology. Tomsk: NTL Publ., 264 p. (In Russ.)

Resolution of considering and admitting regional stratigraphic scheme of Paleozoic formations within Western Siberian Plain conference (1999). Ed.V.I. Krasnov. Novosibirsk: SB RAS Publ., 80 p. (In Russ.)

Rychkova I.V. (2006). Stratigraphy and paleogeography of the Upper Cretaceous – the Middle Paleogene within the southeastern of Western Siberia. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Tomsk: TPU, 22 p. (In Russ.)

Scotese C. (2016). A new global temperature curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting Denver,* 48(7), pp. 74-31. https://doi.org/10.1130/abs/2016AM-287167

Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Gilaev R.M., Shelkov E.S., Knipper A.A. (2019). Bazhenov horizon of Siberia (Tithonian-Lower Berriasian): tectonic and hydrodynamic conditions of sedimentation. *Georesursy = Georesources,* 21(2), pp. 117-128. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.117-128

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. (2006). Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), pp. 1044-1050. https://doi.org/10.1134/S1069351306120081

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), 63-76. (In Russ.) http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6

Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia (2001). Vol. 5. The Paleozoic of Western Siberia. Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: SB RAS Publ., 163 p. (In Russ.)

The 6th resolution of the Interdepartmental stratigraphic council concerning introducing and accepting updating stratigraphic schemes of the Mesozoic of Western Siberia (2004). Novosibirsk: SRIGGMRM, 114 p.

Vassoevich N.B. (1967). The biogenic theory of petroleum and gas origin (historical review and current state). *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologiya,* 11, pp. 135-156. (In Russ.)

Volkova N.A., Veselov O.V., Kochergin A.V. (1981). Thermal conductivity of rocks within Okhotsk sea region. *Geophysical fields of transition zone of the Pacific type.* Vladivostok: FEB RAS, pp. 44-50. (In Russ.)

Wilson J.L. (1986). Carbonate facies in geologic history. Translated from English. Moscow: Nedra, 464 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Isaev G.D. (2010). Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Palaeozoic deposits of Western Siberia. *Tomsk State University Journal*, 341, pp. 226-232. (In Russ.)

Zimin V. (2021). Hope in the fog. The prospects for stabilizing the oil industry are being assessed more cautiously than before. *Nedra i TEK Sibiri*, 7, pp. 11-13. (In Russ.)

About the Authors

Valery I. Isaev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University

30, Lenin Ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Margarita F. Galieva – Postgraduate student, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University;

30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Galina Lobova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), independent expert in oil-and-gas geology and geophysics

25-25, Visagino street, Visaginas, 31102, Lithuania

Stanislav G. Kuzmenkov – Dr. Sci., (Geology and Mineralogy), Professor, Institute of Oil and Gas, Yugra State University

16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Vitaly I. Starostenko – Dr. Sci., Academician of NASU, Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin of the National Academy of Sciences of Ukraine

Ukraine, 32, Palladin Avenue, Kiev, 03142, Ukraine

Alexander N. Fomin – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 25 March 2022;
Accepted 9 July 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4

УДК 553.9:553.3

Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы

С.А. Горобец[1], Н.Н. Лаптев[2], И.Р. Макарова[2], А.Я. Голдобин[3], Ф.Ф. Валиев[4], А.М. Яфясов[4], Д.К. Макаров[5]*

[1]*ООО «Газпром инвест», Санкт-Петербург, Россия*
[2]*ООО «ПЕТРОФИЗИК», Ухта, Россия*
[3]*ООО «НЕФТЕГАЗПРОМТЕХ», Ухта, Россия*
[4]*Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия*
[5]*Российский государственный педагогический университет имени А.И. Герцена, Санкт-Петербург, Россия*

Данная работа является продолжением цикла исследований по обобщению геохимической информации по содержанию элементов в составе пород и нефтей по району Ухтинской антиклинали Южного Притиманья. На основании значений иттриевой (Y/Ho) и цериевой аномалий ($Ce^{образец}/Ce^{*}_{PAAS}$), установленных в современных осадочных бассейнах, изучаемые породы верхнего девона разделены по условиям формирования и преобразования на преимущественно гидротермальные и гидрогенные. Показано, что в зависимости от этих условий формируются зоны гидротермальной и гидрогенной минерализации с повышенным содержанием Zn, Cu, Co, V, Mn, Mo. В результате сравнительного анализа содержания элементов в нефтях и значений геохимических показателей U/Th, V/ Ba, Th/Ba, As/Ba выделены три типа нефти: ярегский, нижнечутинский высокотемпературный и нижнечутинский низкотемпературный. Значения этих показателей рассматриваются в качестве поисковых критериев для определенного типа нефти.

Ключевые слова: элементный состав нефти и вмещающих пород, типы металлоносных нефтей, рудопроявления на нефтеносных территориях, геохимические критерии поиска полезных ископаемых

Для цитирования: Горобец С.А., Лаптев Н.Н., Макарова И.Р., Голдобин А.Я., Валиев Ф.Ф., Яфясов А.М., Макаров Д.К. (2022). Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы. *Георесурсы*, 24(3), с. 49–68. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4

Введение

В предыдущей нашей работе акцент был сделан на применение прецизионного неразрушающего, экспрессного гамма-спектроскопического метода применительно к решению геологических задач при изучении пород (Макарова и др., 2021). В данной статье мы приводим сравнение состава и содержания элементов в породах рифей-вендского и девонского возраста и нефтях из вмещающих отложений среднего и верхнего девона. Исследования проведены разными методами за последние 6 лет. В связи с этим за основу таких сравнений мы выбираем в качестве геохимических показателей соотношения элементов, которые уже известны в работах на рудные полезные ископаемые и в практике нефтяных работ при оценке металлоносных нефтей.

Район исследований (Ухтинская антиклинальная складка) относится к району эпиконтинентальной окраины. Он расположен в зоне подводного вулканизма с его значительной активизацией в позднедевонскую эпоху. Это определяет обогащение эксплозивно-осадочных девонских пород редкоземельными элементами, в том числе Ce, La, Nd, Y, а также сульфидами металлов: свинца, цинка, меди, железа, молибдена, золота (Завьялов, 1966; Юманов и др., 2013).

Теоретическим вопросам распределения и соотношения элементов обобщенной геофлюидальной системы (ГФС), которая состоит, в свою очередь, из рудоносной и углеводородной систем, посвящен ряд работ В.Н. Флоровской, А.И. Тимурзиева, С.А. Пунановой, Н. А. Озеровой, С.А. Данилевского, З.П. Скляровой, Ю.М. Трифачева, Н.С. Сиваш, Б.П. Богданова, Н.В. Берг и др.

Известно, что формирование любой рудоносной, в том числе нефтегазоносной системы определяется рядом факторов, к которым относятся: источники вещества (очаги генерации углеводородов (УВ)), агенты транспортировки (пластовые воды глубоких горизонтов), энергия транспортировки (основной формой энергии массопереноса является потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в пластах-коллекторах в результате элизии; дополнительной – тепловой поток и аномально высокое пластовое давление (АВПД) естественного гидроразрыва пласта), пути транспортировки (пласты-коллекторы и наложенные на них системы разрывных нарушений), места локализации (разгрузки) флюидов. Дополненная модель обобщенной геофлюидальной системы приведена на рис. 1.

Взаимосвязь рудо- и нефтепроявлений в районе Ухтинской антиклинали обусловлена наличием общих миграционных путей по разломам глубокого заложения северо-западного и северо-восточного направлений элементов для обеих систем (рудоносной и нефтеносной), к которым относятся зоны миграции нефтяных флюидов и растворов (Юманов и др., 2013). Немаловажным фактором для формирования нефтеносных систем являются

* Ответственный автор: Ирина Ральфовна Макарова
e-mail: makarova_i_r@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)



Рис. 1. Модель элементов общей геофлюидальной системы (по Сиваш и др., 2016, с дополнениями авторов)

транспортные системы, связанные со строением геологического разреза. В районе работ стратиграфический разрез резко сокращен (рис. 2). В результате инверсионных преобразований к концу герцинского тектоногенеза происходит преобразование депрессионной зоны в положительную структуру, которое завершается формированием Ухтинской антиклинальной складки (Плякин и др., 2000). В результате общих структурно-тектонических движений Южного Тимана вся территория в районе Ухтинской антиклинали оказалась разбита на отдельные небольшие блоки (рис. 2). Глубинные разломы, достигающие границы Мохоровичича, оперяются серией разломов более позднего заложения (Лебедев, Землянский, 2016). Они становятся основными рудопроводящими и флюидопроводящими элементами рудоносной и нефтегазоносной систем. Дополнительная транспортная система нефтяных флюидов может быть связана с преобладающей латеральной миграцией по восстанию пластов (Вассерман, 1964; Завьялов, 1966). Общими контролирующими факторами для обеих систем являются изменения физико-химических условий транспортировки (давление, температура, геохимические барьеры и т.д.).

В монографии по Тиманскому кряжу (2009 г.) приводятся история открытия, этапы изучения и освоения месторождений нефти в сводовой части Ухтинской антиклинали более чем за 70 лет добычи нефти (Шилов и др., 2009).

Широко известны углеводородные системы Ярегского, Чибьюского, Нижнечутинского месторождений, открытые в первой половине 20-го века. Их расположение приведено на рис. 3.

В настоящей статье на примере Ярегского и Нижнечутинского месторождений нефти мы рассмотрим четыре основные особенности геологического строения сводовой части Ухтинской антиклинали, оказывающие влияние на характер распределения и состав флюидов (углеводородов и гидротермальных растворов).

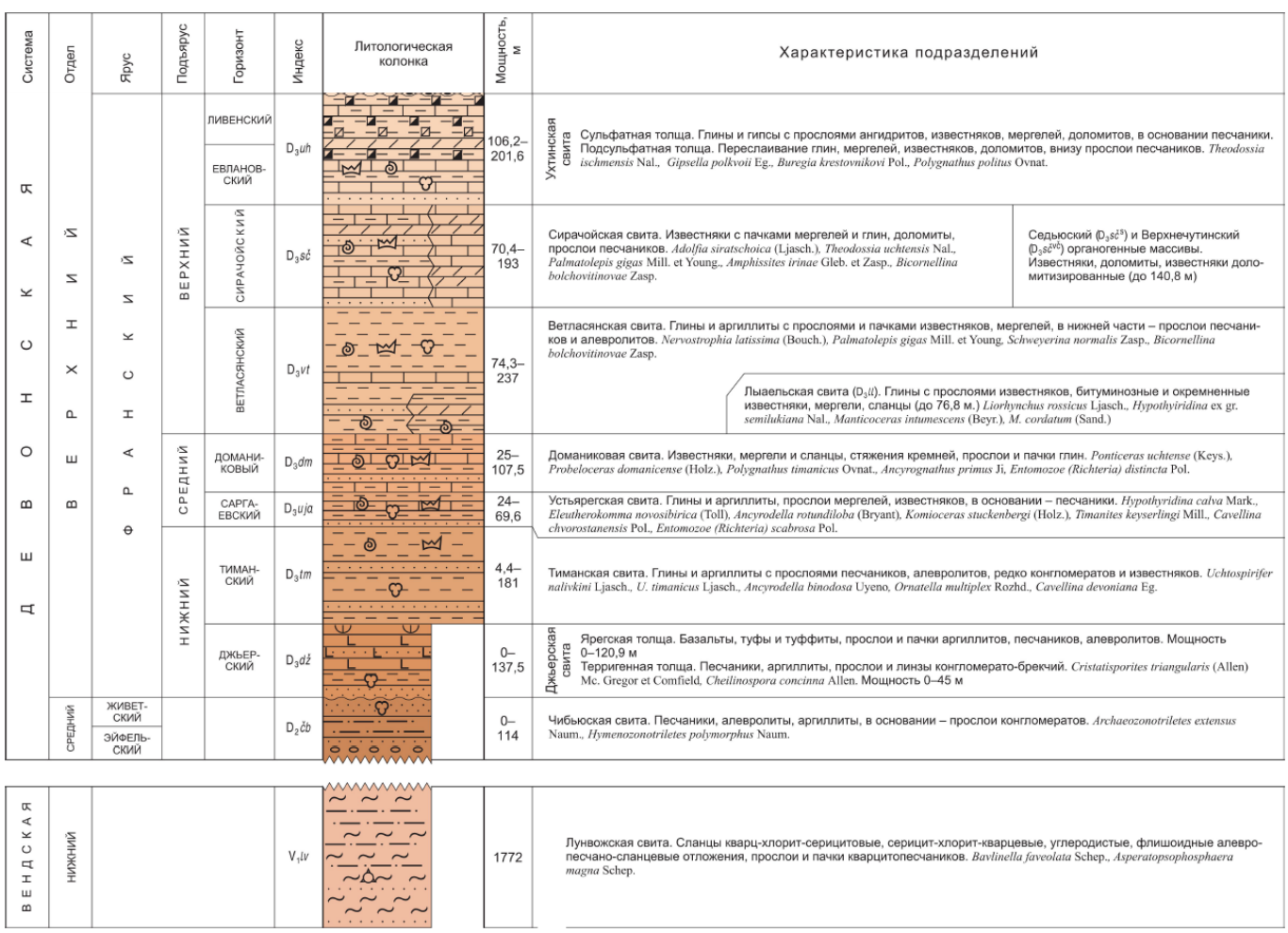


Рис. 2. Стратиграфическая колонка разреза венда-верхнего девона в пределах Ухтинской антиклинальной складки. Использованы картографические материалы Ф.Л. Юманова, Н.С. Сиваш, Н.Ф. Иванова и др. М 1:200 000, лист P-39-VI (Юманов и др., 2013)

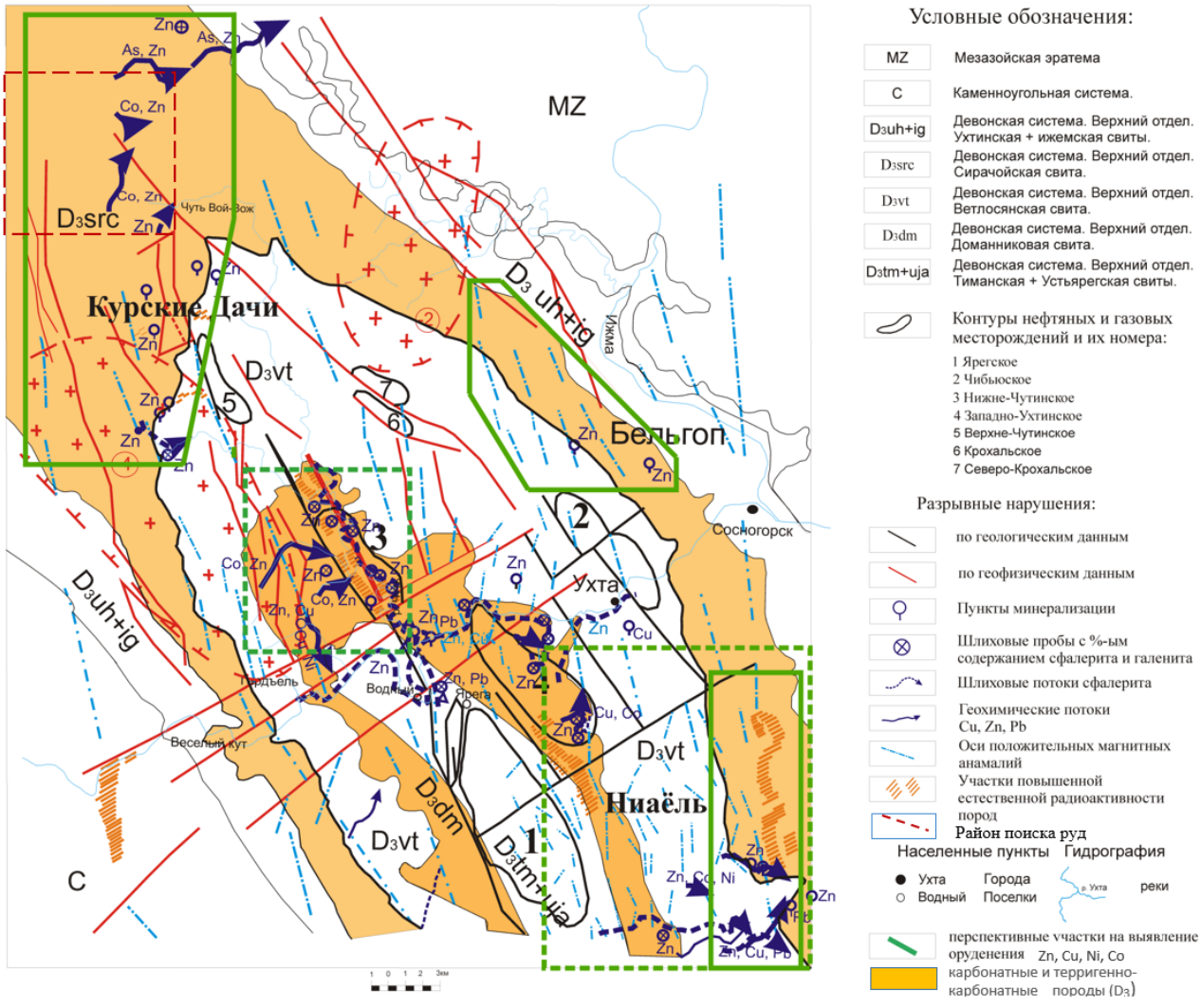


Рис. 3. Схема расположения месторождений нефти и зон сульфидного оруденения в районе Ухтинской антиклинали, составлено по (Берг, 2013; Сиваш и др., 2016) с дополнениями. «+» – интрузивные гранитоидные массивы: 1 – Лунвожский; 2 – Верхнечутинский; выход доманиковых пород по берегам рек Ухта, Доманик показан пунктиром черного цвета

Первая особенность состоит в том, что месторождения локализованы в наиболее приподнятой присводовой части Ухтинской антиклинальной складки, в результате чего продуктивные отложения залегают на незначительных глубинах, а девонские отложения выведены на поверхность (табл. 1, рис. 3).

В пределах Ярегского месторождения выделено несколько нефтеносных пластов (снизу вверх): пласт III (эйфельско-живетские отложения среднего девона, представленные песчаниками чибьюской свиты), пласт II (песчаники джъерской свиты, относящейся к среднему верхнему девону); пласт А (песчаные породы тиманского горизонта), пласт I (песчаные породы тиманско-саргаевского горизонтов). В зависимости от полноты разрезов перечисленные пласты прослеживаются на территории Ухтинской антиклинали и даже за ее пределами, например, в Ижма-Печорской впадине (Велью-Тэбукское поднятие). Однако на Нижнечутинском месторождении в наиболее приподнятой части Ухтинской складки разрез еще больше сокращен. Здесь в разрезе отсутствуют отложения среднего и верхнего девона в объеме чибьюской и джъерской свит. В результате отложения тиманского горизонта верхнего девона залегают трансгрессивно на фундаменте рифей-вендского возраста. Вследствие этого на Нижнечутинском месторождении самый нижний продуктивный пласт II+Б залегает в основании тиманской свиты верхнего девона, а нефтяные пласты III и II, широко развитые в пределах Ярегского месторождения, отсутствуют. Вместе с тем по физико-химическим характеристикам отмечается некоторое сходство нефтей нижних продуктивных пластов. Характеристики параметров нефтей разных пластов Нижнечутинского, Ярегского и Чибьюского месторождений приведены в таблице 1.

Нефть основного нефтеносного пласта III Ярегского месторождения – тяжелая, смолистая, высоковязкая, малопарафинистая, с плотностью 0,945 т/м^3, с содержанием серы порядка 1 %, парафина – 0,5 %. Нефть Нижнечутинского месторождения пласта II+Б близка по плотности к ярегской нефти, тогда как нефти пласта А отличаются меньшей плотностью (0,882 т/м^3), а нефти пласта I относятся к средним (0,864 т/м^3). В связи с особенностью локализации месторождений в своде Ухтинской складки водонефтяной контакт (ВНК) пластов III и II Ярегского месторождения находится на высоких абсолютных гипсометрических отметках -65 м (глубина залегания пласта III от 200 до 150 м). Еще выше (от -74 до -17 м) – абсолютные отметки ВНК продуктивных

Месторождения	Нижнечутинское			Ярегское		Чибьюское
Свиты**	D_3tm			$D_3dž$	$D_2čb$	D_3tm
Пласты / Параметры	**I**	**A**	**II+Б**	**II**	**III**	**II+Б**
Начальная пластовая температура, ^{0}C	3.7	7.0	9.0	н.д.	6-8	16.0
Начальное пластовое давление, МПа	0.325	-	-	0.9-1.0	1.4	3. 04
Пористость, %	22	24	24		26	23
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	50	472	857	1.9	3.23	100
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	50	107	1256	12000	12000- 15300	н.д
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	25.0	80.5	855.5	н.д.	3600	н.д
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0.859	0.879	0.931	н.д	н.д	н.д
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0.864	0.882	0.936	0.948	0.945	0.872
Содержание серы в нефти, %	0.71	—	—	0.9-1.4	1.12	0.92
Содержание парафина в нефти, %	0.91	—	2.7	0.4	0.5	3.6
Газовый фактор, м^3/т	0.45	8.7	8.7	10	10	н.д.
Тип коллектора П – поровый; ТП – трещинно-поровый	П	П	П	ТП	ТП	П
Средняя общая толщина, м	37.8	3.6	4.5	35.0	70.0	3.0
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.352	0.667	0.700	н.д.	н.д.	н.д
Абсолютная отметка ВНК, м	–17	– 49	–74	– 57	до – 65	н.д

Табл. 1. Физико-химические характеристики нефтей Нижнечутинского, Ярегского и Чибьюского месторождений (по работам Багаутдинов и др., 2011; Юманов и др., 2013; Лоджевская, Кравченко, 2018, с изменениями)

пластов II+Б, А и I на Нижнечутинском месторождении, при глубине залегания пластов от 150 до 28 м (табл. 1).

Ко второй особенности относится строение разреза, в котором подстилающие породы представлены метаморфическими сланцами, а вмещающие девонские породы сложены в основном туфами, глинами и песчаниками, и отсутствие вследствие этого нефтематеринских пород, генерирующих углеводороды (рис. 3). Из-за отсутствия нефтематеринских пород уже в 30–50 годы прошлого века актуальными стали вопросы о путях миграции нефтей в районе Ухтинской антиклинали. Рассматривались различные модели миграции углеводородов, которые приведены в обобщающих работах 1960-х годов Б.Я. Вассерманом, В.А. Завьяловым (Вассерман, 1964; Завьялов, 1966). Предполагалось, что основной поток миграции углеводородов осуществлялся по восстанию пластов из месторождений Ижма-Печорской впадины, расположенных на глубинах до 2000 м. Вероятность такой миграции была обоснована А.Н. Желудевым в 1953 году и В.А. Евдокимовым в 1959 г. на основании сравнительного анализа физико-химических свойств и состава нефтей и газов месторождений Ухтинского района (Вассерман, 1964). При этом физико-химические отличия в составе нефтей пластов III, II среднего девона и пластов II+Б, А и I верхнего девона рассматривались как результат фракционирования углеводородов за счет выделения газа при падении пластового давления. Возможность фракционирования предполагалась также в результате фильтрации нефтей из третьего пласта и вертикальной миграции жидких углеводородов по трещинам к сводовой части Ухтинской складки на Яреге и в направлении восстания пластов в сторону Чибьюского и Нижнечутинского месторождений (Вассерман, 1964). Геохимические исследования нефтей Западно-Тэбукского и Ярегского месторождений, выполненные в последнее десятилетие, подтверждают ранее выявленное в них сходство элементного состава, на основании которого сделан вывод о латеральной миграции нефти из месторождений Ижма-Печорской впадины. При этом ярегские нефти отличаются обедненным содержанием большинства элементов по сравнению с их содержанием в нефтях других месторождений углеводородов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Готтих и др., 2016).

К третьей особенности относятся нефте- и газопроявления в рифей-вендских отложениях фундамента. Так, с пачками кварцито-песчаников, залегающих на глубинах до 300–400 м в районе Водненского Промысла (расположен западнее Ярегского месторождения), связаны притоки минерализованных вод, метанового газа (до 22,5 тыс. м^3/сут) и многочисленные нефтепроявления (Овчинников и др., 1990). В глубокой скважине Ярега-700 в ряде узких интервалов (798–806, 942–948 м и др.) отмечались высокие газопоказания (от 6 до 15 и более раз выше фона) преимущественно по метану в верхней части разреза и по тяжелым УВ в его нижней части (Овчинников и др., 1990).

К четвертой особенности относятся выявленные сульфидные рудопроявления в зоне развития пород, перекрывающих нефтяные месторождения или пород на сопредельной с месторождениями территории. В результате исследований, проведенных специалистами Ухтинской геологоразведочной экспедиции (УГРЭ) и Ухтинского государственного технического университета, в составе доманиковой свиты в первое десятилетие XXI века выявлено полиметаллическое оруденение (Сиваш, Берг, 2010; Юманов и др., 2013; Берг, 2013). Наиболее детально рудопроявления изучены в пределах Ухтинской складки на примере доманиковой свиты (рис. 2, 3). Колчеданно-полиметаллическое оруденение представлено металлоносными глинами, которые содержат пирит, марказит, сфалерит, а также согласными кальцитовыми жилами с сульфидами (Юманов и др., 2013). Территория к северо-западу и юго-востоку от Ярегского месторождения с северо-запада обрамляется геохимической аномалией «Нефтянка» с повышенным содержанием Cu, Pb, Zn. Эта геохимическая аномалия пространственно совпадает с выходами доманиковой свиты в верхней части правобережья

рек Ухта и Ярега. Породы доманиковой свиты здесь гидротермально изменены до песчаниковидного облика. Мощность таких образований по канавам достигала 10–12 м. Непосредственно выше этих канав в карьере «Ярега» Н.С. Сиваш установила кварц-карбонатные прожилки, тектонические брекчии, согласную кальцитовую жилу с содержанием в них сульфидов до 50 % (Макарова и др., 2016).

В колонковых скважинах на глубинах 200–400 м Н.С. Сиваш выявлены такие же проявления сульфидов. Так, например, в скв. 15-К, расположенной в северной части Ухтинской складки, в составе битуминозных сланцев доманика установлены мелкие включения сфалерита (1,0–1,5 мм, до 10 % объёма породы), в перекрывающих серых мелкозернистых известняках – жила галенита с кристаллами 5–7 мм. Проявление ванадия в отложениях доманиковой свиты установлено в скв. 12-К (инт. 33,4–42,0 м) в среднем течении р. Доманик. Оно представлено переслаиванием битуминозных известняков и сланцев с содержаниями ванадия 0,1–0,3 %. В породе присутствует также *молибден в количестве 0,0007–0,001* % (Юманов и др., 2013). К востоку от скв. 60 по левому берегу р. Доманик выявлен вторичный комплексный геохимический ореол элементного состава V, Mn, Y, Mo (Макарова, Тарбаева, Сиваш и др., 2016). Аналогичные рудопроявления («Бельгоп», «Курские Дачи», «Ниаёль») установлены в вышезалегающих отложениях сирачойского горизонта верхнего девона (Сиваш, Берг, 2010; Юманов и др., 2013). На рудопроявлении «Ниаёль», локализованном в породах сирачойской свиты, сульфидное оруденение контролируется положительной магнитной аномалией (рис. 3). На основе приведенных данных можно считать, что в толще верхнего девона Ухтинской антиклинали установлена пространственная и парагенетическая связь между проявлениями сульфидной минерализации и скоплениями углеводородов (Юманов и др., 2013; Берг, 2013).

Материалы и методы исследований

Перечисленные выше особенности месторождений послужили обоснованием для постановки и проведения более детального исследования распределения элементного состава в породах и в нефтях Нижнечутинского месторождения по пластам II+Б, А, I, вскрытых разведочными скважинами. Такая работа проводилась для возможного выявления путей миграции углеводородов в пределах площади месторождения. При этом повышенные концентрации ряда металлов, проявления рудных компонентов в породах рассматривались как дополнительный поисковый признак зон разгрузки и миграции флюидов. Выполненные нами работы состояли из трех этапов, включающих: отбор образцов пород и нефтей; определение состава и содержания элементов в образцах нефтей и пород разными методами; выбор оптимальных геохимических показателей для проведения сопоставления элементов в составе пород и нефтей Нижнечутинского месторождения с аналогичными данными по наиболее изученному Ярегскому месторождению нефти.

Образцы нефти из трех продуктивных пластов Нижнечутинского месторождения в разные годы отбирал С.А. Горобец, в т.ч. из пласта II+Б (трансгрессивные песчанистые отложения нижней части тиманской свиты); пласта А (песчаники средней части тиманской свиты), пласта I (глины и песчаники верхней части тиманской свиты). Особенность сформированной коллекции образцов (15 образцов) состоит в том, что нефти из скважин, расположенных в разных участках месторождения, отличаются в зависимости от наличия и содержания в них минерализованных вод, фильтратов бурового раствора, растворенных газов. Так, отбор двух образцов нефти (пласт II+Б и пласт I) был проведен из узких интервалов скважины 11ПР, в которых были также отмечены газопроявления. Все эти различия учитывались нами при сравнении элементов нефтей и образцов пород из эталонной коллекции Н.С. Сиваш.

Измерительная база. Определение состава и содержания элементов в нефтях и породах получены с применением нейтронно-активационного метода, полуколичественного спектрального анализа (ПКСА) и метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP MS). Для исследования состава микро- и макроэлементов в нефтях и породах также применялся метод электронной микроскопии. Получение микроизображений и измерение состава образцов выполнены при помощи сканирующего электронного микроскопа Zeiss Merlin с приставкой для элементного микроанализа Oxford Instruments INCAX-Act. Рабочие параметры электронного микроскопа: ускоряющее напряжение 21 кВ, ток пучка 2 нА. Для получения изображений использовался полупроводниковый детектор обратно рассеянных электронов. Для исследования состава микроэлементов в нефтях применялась авторская методика пробоподготовки образцов нефти.

Элементы ряда металлов из 11 образцов пород фундамента изучены полуколичественным спектральным анализом и методом гамма-спектроскопии, который применяется для определения урана и тория в породах, а также для исследования этих элементов в составе нефтей и пластовых вод. Метод гамма-спектроскопии применяется на основе использования гамма-спектрометра из коаксиального полупроводникового детектора из особо чистого германия в вертикальном криостате CANBERRA GC2018 с относительной эффективностью регистрации 20 % и энергетическим разрешением 1,8 кэВ на линии 1333МэВ ^{60}Co, спектрометрического тракта на основе блоков в стандарте NIM производства «AMETEK/ORTEC» и персонального компьютера с программным обеспечением «MAESTRO-32». Расшифровка спектров по определению интенсивности урана, тория и калия с переводом их в геохимические показатели (г/т, ppm) проводится по авторским программам, разработанным в пакетах «ROOT» и «MATHEMATICA»; соотношение содержания калия, тория и урана лежит в основе выявления контуров месторождений углеводородов и рудных месторождений, также применяется для установления экспрессного состава магматических пород (основного, среднего, кислого). Для образцов рифейских пород также определены кислотно-щелочные параметры с применением pH-метра с внешним электродом.

Анализ полученных данных. Наиболее достоверной оценкой является сравнение нефтей и пород на основе геохимических показателей, определяемых по отношениям парных элементов (Чахмачев, 1983; Тейлор, Мак-Леннан, 1988; Дубинин, 2006; Готтих и др., 2012). К наиболее

известным геохимическим показателям для оценки металлоносности нефтей относится показатель V/Ni, а для пород – показатели Th/U и U/Th, по значениям которых определяются контуры околорудных зон для месторождений твердых полезных ископаемых. Вариации значений последнего параметра U/Th для пород подробно рассмотрены в публикации коллектива авторов (Yafyasov et al., 2022). Здесь же заметим, что в нефтях низкие значения показателя U/Th <1 в сочетании с относительно высокими значениями Th/Ba (0,03) и повышенными содержаниями редкоземельных элементов (REE) рассматриваются нами в качестве признаков гидротермального влияния на нефть. Обогащение нефтей газами оценивается нами по крайне низким значениям показателя Th/Ba (0,0004–0,0010), и присутствию в основном редкоземельных элементов цериевой группы. Значения показателя U/Th варьируют в большом диапазоне величин в зависимости от температур газов. При сопоставлении пород и нефтей по редкоземельным элементам проводилось их предварительное нормирование на архейский сланец (PAAS) и на хондрит (Тейлор, Мак-Леннан, 1988; McLennan, 1989). В результате в ряде образцов пород и нефтей определены величины показателя Eu_{CH}/Eu^* (европиевая аномалия). Величина отклонения содержания европия (Eu) в конкретном образце от ожидаемого Eu^* вычисляется с учетом нормированных на хондрит (или примитивную мантию) содержаний соседних с европием редкоземельных элементов Sm_{CH} и Gd_{CH}. Мера обеднения или обогащения Eu выражается отношением Eu/Eu^* (Балашов, 1976) и рассчитывается по формуле (Скляров и др., 2001):

$$Eu/Eu^* = Eu_{CH}/[Sm_{CH} \times Gd_{CH}]^{1/2}. \quad (1)$$

Величина отношения $Eu/Eu^* > 1,05$ отражает процессы обогащения европием, значения < 0,95 – указывают на обеднение по отношению к примитивной мантии. Считается, что отрицательная европиевая аномалия на графике распределения нормированных на хондрит редкоземельных элементов характерна в основном для верхней континентальной коры, а положительная – для нижней коры и верхней мантии (Тейлор, Мак-Леннан, 1988; Дубинин, 2006). В наших материалах этот показатель обозначен как $Eu_{ан}$.

Для оценки генезиса осадочных пород рассматривались значения цериевой аномалии – показателя $Ce^{образец}/Ce^*_{PAAS}$, для расчета проводилось нормирование по архейскому сланцу (McLennan, 1989). Значения этого показателя рассчитываются по аналогии с показателем Eu/Eu^* по формуле (Скляров и др., 2001):

$$Ce^{образец}/Ce^*_{PAAS} = Ce_{PAAS}/[La_{PAAS} \times Pr_{PAAS}]^{1/2}. \quad (2)$$

Считается, что при значениях показателя $Ce^{образец}/Ce^*_{PAAS}$ >1 происходило накопление Mn в гидрогенных корках и конкрециях, а при значениях показателя $Ce^{образец}/Ce^*_{PAAS}$ <1 Mn накапливался в гидротермальных условиях (Михайлик и др., 2021). В наших материалах этот показатель обозначен как $Ce_{ан}$.

В отложениях различных осадочных бассейнов, в том числе и в современных осадках, установлено, что по значениям отношения Y/Ho (иттриевая аномалия) также можно провести оценку условий осадконакопления (Михайлик и др., 2021). Наиболее четко различия по величине показателя Y/Ho проявляются в железомарганцевых образованиях. Так, для гидрогенных и диагенетических железомарганцевых образований значения показателя Y/Ho < 28, а в районе формирования железомарганцевых корок в гидротермальных условиях значения показателя > 28. С учетом этих данных условия накопления осадков принимаются за гидротермальные при значениях показателя >28, а при значениях <28 – рассматриваются как гидрогенные. В связи с тем, что содержания празеодима, иттрия, гольмия в ряде случаев ниже порога обнаружения аналитическими методами, и, следовательно, невозможен расчет соответствующих показателей, то оценка условий образования осадков проводится в упрощенном виде по значению другого показателя. Мы провели сопоставление значений двух показателей $Ce_{ан}$ и Y/Ho с показателем, представляющим отношение значений содержания церия в конкретных образцах к значениям церия в образце архейского сланца. В результате проведенных сопоставлений нами установлено, что низкие величины содержания церия, нормированные на архейский сланец ($Ce_{PAAS} < 1$), как правило, отвечают гидротермальным условиям, а значения $Ce_{PAAS} > 1$ – признак гидрогенных условий образования осадков.

В таблицах 2 и 3 в качестве сравнительного эталона для элементного состава пород и нефтей приведены данные по Ярегскому месторождению (материалы ООО «Петрофизик»), а также опубликованные нами ранее данные по Нижнечутинскому месторождению (Макарова и др., 2021), дополненные содержаниями редких и редкоземельных элементов (REE).

Результаты энергодисперсионного анализа приводятся в атомных % и весовых % для образцов нефтей и атомных % для пород, что позволяет проводить количественное сопоставление содержаний элементов в нефти разными методами, а для пород оценивать возможные минеральные образования в соответствии с количественным содержанием элементов в их составе.

Результаты исследований

Полученные фактические и расчетные геохимические данные по результатам разных методов исследований представлены в таблицах №№ 2-11 и на рис. 4–8.

Содержания в ppm V, Ni, Ba, Sr и значения геохимических показателей (отношения пар элементов V/Ni, V/Ba, Sr/Ba, Ba/Mo) для пород и нефтей Ярегского месторождения приведены в таблице 2.

В таблице 3 приведен расширенный элементный состав пород Нижнечутинского месторождения и сопредельной территории с учетом содержаний тяжелых, редких и редкоземельных элементов. В породах Нижнечутинского месторождения во всех образцах, за исключением одного, отмечаются повышенные содержания тория 11–20 ppm, в отдельных образцах повышены содержания молибдена 10–15 ppm, рения (0,025–0,043 ppm), иридия (2,34–17,0 ppm), цезия (до 15,3 ppm). Из тяжелых металлов наиболее высокое содержание свинца в одном образце (72 ppm). Значения показателя U/Th, приведенные в таблице 3, рассмотрены нами ранее (Макарова и др., 2021). В данной работе эти величины сопоставлены со значениями отношений пар других элементов.

В таблице 4 для пород и нефтей Ярегского месторождения приведены значения геохимических показателей (отношения пар элементов V/Ni, V/Ba, Sr/Ba, Ba/Mo и др.).

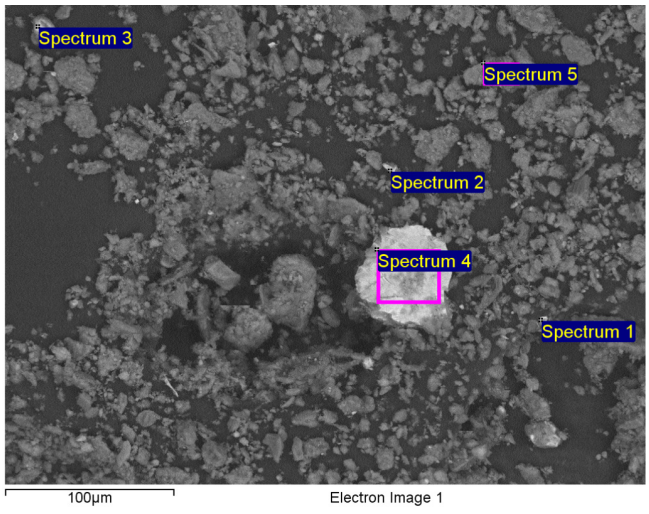
Образец	Свита	Порода, пласт	V	Cr	Mn	Fe	Co	Ni	Cu	Zn	Ga	Sr	Ba	Zr	Mo	Pb
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	глина	90	44	370	7800	17	60	43	-	-	630	230	90		40.000
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	аргиллит	160	110	500	7800	18	70	44	-	-	600	280	150		0.004
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	сланец	80	46	450	8200	43	50	55	-	-	330	150	80	15	0.008
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	сланец	270	42	350	7600	-	320	55	-	-	830	110	40	33	-
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	сланец	160	21	450	7600	-	140	35	-	-	1100	70	30	57	-
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	сланец	230	28	350	7200	-	110	32	-	-	1200	50	30	-	-
36 ПР-1бис	D_3 *dm*	известняк окварцов.	190	28	450	-	16	30	33	-	-	900	50	30	-	-
Сборный-D_3*tm*	D_3 *tm*	глина	90	82	300	-	-	-	-	-	-	150	150	120	-	-
Сборный-D_3*dž*	D_3*dž*	глина	120	100	160	-	19	29	32	-	19	140	170	170	-	-
Сборный-D_2*čb*	D_2*čb*	песчаник	80	53	80	сл*	10	19	16	-	10	120	240	260	-	0.500
Сборный RF_3-V_1	RF_3-V_1	сланцевая порода	90	87	370	-	13	28	32	-	14	180	300	200	-	-
НШ2 019	D_3*dž*	пласт II	65	<0,01	0.04	`-	0.02	35	0.03	0.7	-	0.16	1.75	-	-	-
НШ1 09/215	D_2*čb*	пласт III	22	0.02	0.01	-	0.03	8	0.04	н	-	0.10	0.13	-	0.01	-
НШ2 215/38	D_2*čb*	пласт III	29	0.04	0.28	сл	0.08	29	0.02	0.10	-	0.02	0.05	-	-	-
НШ1 Т-2-41	D_2*čb*	пласт III	14	0.01	0.05		0.03	9	0.01	0.09	-	0.03	0.05	-	0.001	0.135
НШ1 Т-2-82	D_2*čb*	пласт III	80	0.02	0.01	сл	0.01	30	0.03	0.23	-	0.20	0.25	-	0.005	

*Табл. 2. Элементный состав пород и нефтей Ярегского месторождения, в ppm. *сл – следовое количество, «-» – значения ниже порога обнаружения*

Образец	Свита/ пласт	V	Cr	Mn	Fe	Co	Ni	Cu	Zn	Rb	Sr	Ba	Zr	Nb	Mo	Pb	Br	As	Cs
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Кк/2м	D_3*dm*	303	23	610	22100	2.9	56	28	128	14	299	132	28	3.7	15.4	13	н.д	н.д	0.9
Кк/4с	D_3*dm*	284	17	310	10200	1.4	35	22	32	8	452	59	14	1.2	10.1	7	н.д	н.д	0.5
15К/6	D_3*dm*	190	161	330	54500	23.2	82	54	102	190	216	366	417	109	0.7	20	н.д	н.д	9.1
15К/8	D_3*dm*	170	23	100	6500	1.2	54	25	137	13	528	41	18	2.0	7.1	2	н.д	н.д	0.8
1004/7	D_3*dm*	н.д	119	125	15600	5.4	159	н.д	449	41	130	133	99	н.д	<0.6	н.д	11.6	23	2.3
16/33	D_3*tm*/ I	н.д	78	576	59300	33.1	75	н.д	131	157	254	11	85	н.д	<0.6	н.д	0.9	11	15.3
1004/28	D_3*tm*/ I	н.д	153	397	55900	26.7	43	н.д	109	194	200	535	290	н.д	<0.6	н.д	6.5	10	10.2
19/37	D_3*tm*/ I	н.д	186	694	95800	37.8	81	н.д	133	226	102	465	228	н.д	<0.6	н.д	11.0	11	15.0
19/40	D_3*tm*/ I	н.д	134	326	42900	28.0	25	н.д	66	161	182	579	184	н.д	<0.6	н.д	13.1	10	8.6
19/49	D_3*tm*/ I	н.д.	106	423	52400	23.7	38	н.д.	99	191	139	494	122	н.д.	<0.6	н.д.	6.8	7	12.7
15ПР/2	D_3*tm*/ A	44	9	2300	31700	5.8	17	12.2	449	16	27	67	516	11.1	<0.6	11	н.д	н.д	0.9
16ПР/2	D_3*tm*/ A	55	19	2600	37000	5.3	11	33	44	17	26	73	827	15.0	<0.6	9	н.д	н.д	0.9
15ПР/3	D_3*tm*/II+Б	57	24	2300	37100	5.9	13	105	66	19	28	78	697	13.3	<0.6	10	н.д	н.д	1.1
16ПР/3	D_3*tm*/II+Б	56	29	2500	38500	6.4	15	257	203	20	26	78	792	14.2	<0.6	9	н.д	н.д	1.1
1004/НЧ	D_3*tm*/II+Б	225	105	180	95000	65.6	81	113	128	152	125	428	137	12.4	0.7	72	н.д	н.д	12.3

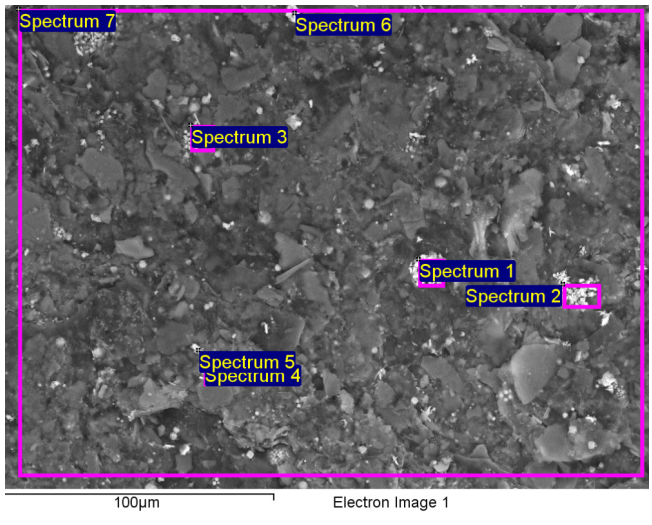
Образец	Свита/ пласт	U	Th	La	Ce	Nd	Sm	Eu	Yb	Lu	Y	Cs	Re	Ir	Au
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кк/2м	D_3*dm*	5.7	1.4	15.9	15.5	12.4	2.9	0.6	1.7	0.2	22.2	0.9	0.016	<0.002	0.010
Кк/4с	D_3*dm*	4.5	0.7	10.5	7.7	8.3	1.7	0.4	1.1	02	16.9	0.5	0.016	<0.002	0.010
15 /6	D_3*dm*	4.5	20.4	81.9	165.0	59.6	11.2	2.4	3.6	0.5	36.6	9.1	0.008	<0.002	0.020
15/8	D_3*dm*	3.3	1.2	11.6	9.4	9.8	2.2	0.5	1.3	0.5	20.5	0.8	0.025	<0.002	0.00
1004/7	D_3*dm*	11.6	3.7	19.1	24.6	29.0	4.3	1.6	3.3	0.2	н.д	2.3	0.039	2.340	0.007
16/33	D_3*tm*/ I	1.1	11.0	55.4	105.0	26.5	11.3	2.5	2.8	0.6	н.д	15.3	<0.002	<0.002	0.00
1-28/1	D_3*tm*/ I	2.3	16.8	50.6	108.0	46.3	10.2	2.4	4.6	0.7	н.д	10.2	0.032	<0.002	0.003
19-37/1	D_3*tm*/ I	2.4	19.0	65.3	115.0	60.3	12.6	3.2	6.2	0.9	н.д	15.0	0.039	<0.002	0.00
19-40/1	D_3*tm*/ I	0.001	15.7	52.8	122.0	63.0	13.7	3.2	6.9	1.1	н.д	8.6	0.043	12.8	0.002
19-49/1	D_3*tm*/ I	1.5	17.5	52.0	115.2	70.0	3.6	3.6	4.0	0.6	н.д.	12.7	<0.002	17.0	0.003
15ПР2	D_3*tm*/ A	2.4	11.5	54.9	130.0	58.1	11.7	1.7	4.0	0.8	40.1	0.9	<0.002	<0.002	0.008
16ПР/2	D_3*tm*/ A	3.5	17.1	83.1	182.0	81.3	16.4	2.6	5.6	0.8	58.2	0.9	<0.002	<0.002	0.011
15ПР/3	D_3*tm*/IIб	3.1	15.3	76.5	165.0	75.1	15.0	2.5	5.1	0.8	52.5	1.1	<0.002	0.003	0.018
16ПР/3	D_3*tm*/IIб	3.5	16.0	80.7	183.0	84.4	16.2	2.5	5.8	0.5	56.0	1.1	<0.002	<0.002	0.042
1004/НЧ	D_3*tm*/IIб	3.8	11.8	36.6	80.5	41.2	9.8	1.9	3.1	0.6	41.0	12.3	<0.002	<0.002	0.015

Табл. 3. Элементный состав пород Нижнечутинского месторождения и сопредельной территории, в ppm



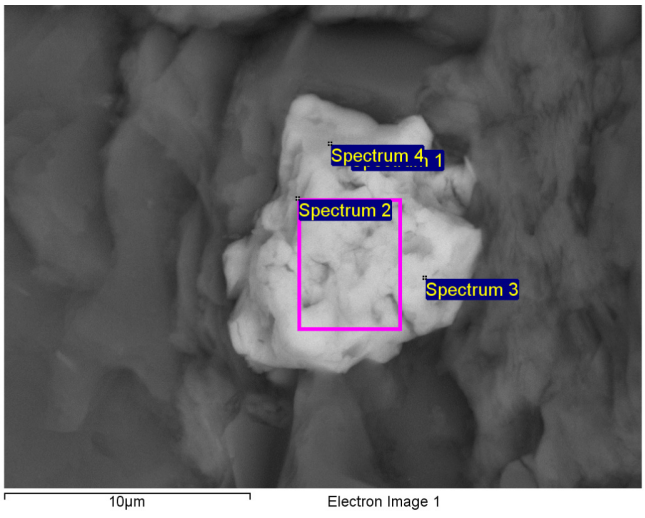
Спектры	C	O	Mg	Al	Si	S	K	Ca	Ti	Fe	Zn
1	31.46	38.46	-	1.68	3.64	16.43	0.20	0.12	0.06	7.14	0.80
2	31.71	32.73	-	0.39	0.98	22.19	-	0.20	-	11.80	-
3	27.86	29.04	0.32	0.76	1.54	26.42	-	-	-	14.06	-
4	-	28.48	-	1.30	3.38	43.66	-	-	-	23.18	-
5	38.95	45.76	0.62	3.49	9.33	0.22	0.85	0.30	-	0.48	-

Рис. 4. Содержание элементов пород по данным энергодисперсионного анализа в сочетании с электронной микроскопией (образец К-1, породы доманикового горизонта, карьер «Ярега»)



Спектры	O	Na	Mg	Al	Si	S	K	Ti	Fe	Ba
1	38.26	-	-	2.64	2.93	33.24	0.36	-	17.90	4.68
2	55.73	-	-	5.28	6.06	20.83	0.49	0.46	9.51	1.65
3	60.04	0.69	-	5.48	12.37	12.62	0.81	-	5.18	2.80
4	60.86	-	-	4.89	5.12	17.48	0.71	-	7.30	3.63
5	59.18	-	-	10.13	10.90	7.87	1.18	-	1.43	9.31
6	64.70	-	-	2.16	2.56	17.62	0.33	-	5.74	6.89
7	68.85	-	0.44	10.57	14.04	2.80	1.41	0.24	1.65	-

Рис. 5. Содержание элементов в образце пород 1ПР/106-1 по данным энергодисперсионного анализа в сочетании с электронной микроскопией (RF_3-V_1), карьер «Ярега»

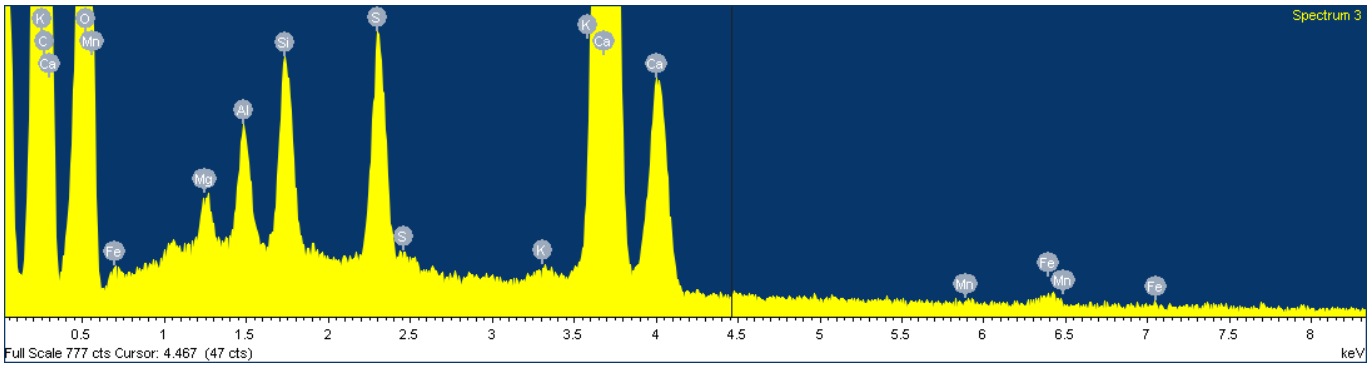


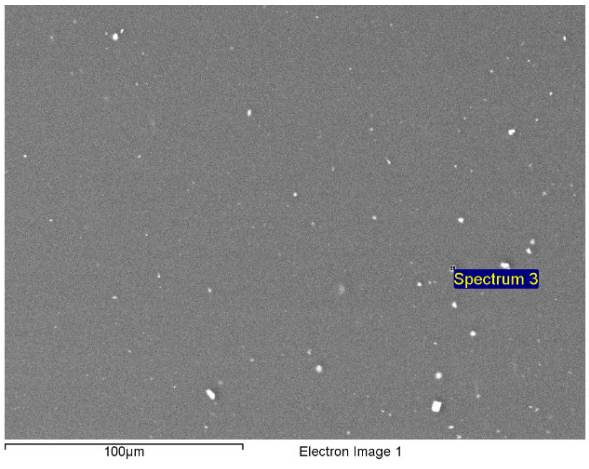
Спектры	C	O	Al	Si	Ca	Fe	Co
1	-	72.28	0.79	4.43	0.33	0.62	0.50
2	32.30	53.68	-	-	-	0.39	0.36
3	37.81	47.26	0.62	2.54	0.16	0.24	0.29
4	26.86	62.59	0.58	1.62	-	0.32	0.18

Спектры	Y	Gd	Dy	Yb	Ta	Ir
1	10.90	-	0.66	0.80	-	8.69
2	6.37	-	0.44	0.50	0.80	5.16
3	5.43	0.37	0.49	0.28	-	4.53
4	4.31	-	0.18	0.28	-	3.08

Рис. 6. Редкоземельные элементы в образце пород 1ПР/106-2 по данным энергодисперсионного анализа в сочетании с электронной микроскопией (RF_3-V_1)

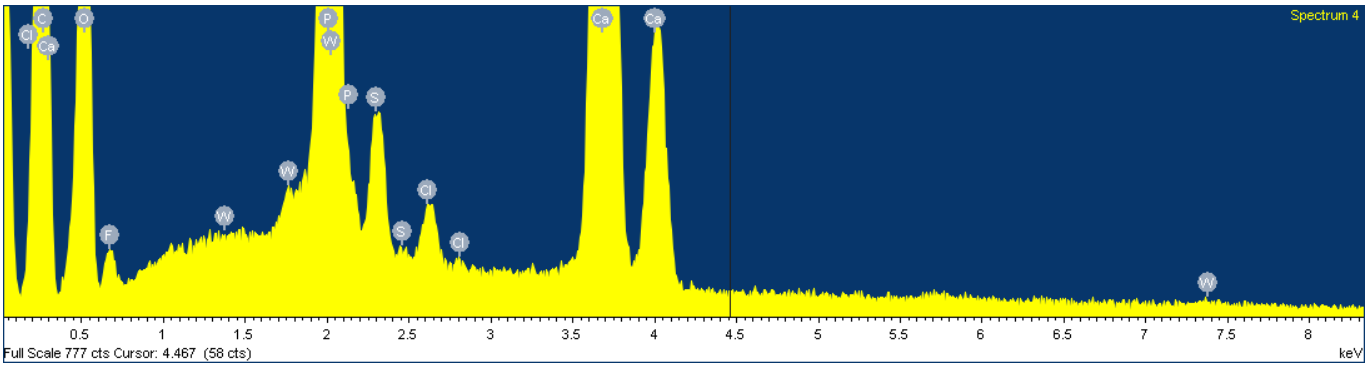
Из таблицы 4 следует, что по значениям показателя V/Ni различия пород и нефтей в целом весьма незначительны, кроме того, отдельные образцы нефти по содержанию ванадия и никеля имеют такие же характеристики, как и сланцы доманика. Для пород и нефтей в целом значения отношений минимальных величин порода/нефть составляют для никеля и ванадия, соответственно, 3,7–5,7, значения отношений максимальных величин этих же элементов составляют для никеля – 10,6, для ванадия – 3,3, то есть содержания V, Ni и в породах, и в нефтях сопоставимы между собой. В тоже время содержания ряда элементов Ba, Sr, Mo и др. в нефтях Ярегского месторождения на два-три порядка ниже по сравнению с их содержанием в породах этого месторождения (табл. 2, 4). Наибольшие различия пород и нефтей установлены по значениям показателя V/Ba. Так, значения показателя V/Ba для нефтей

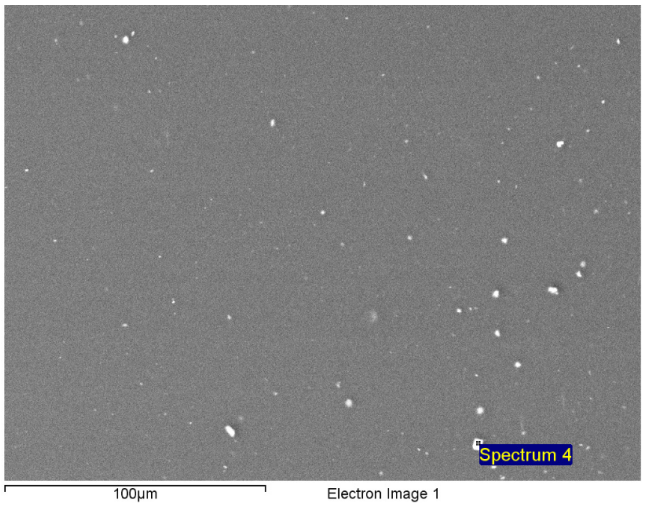




Элемент	Вес. %	Атомн.%
C	42.77	54.27
O	41.21	39.26
Mg	0.27	0.17
Al	0.49	0.28
Si	0.85	0.46
S	1.13	0.54
K	0.05	0.02
Ca	12.97	4.93
Mn	0.03	0.01
Fe	0.22	0.06
Итог	100.00	

Рис. 7. Содержание элементов в нефти по данным электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионным анализом (Нижнечутинское месторождение, пласт II+Б, обр. № 1, проба, обогащенная Ca, Mn, Fe, S, Mg, K, Al, карьер «Ярега»)





Элемент	Вес. %	Атомн.%
C K	38.78	53.86
O K	29.56	30.82
F K	2.39	2.10
P K	9.27	4.99
S K	0.89	0.46
Cl K	0.42	0.20
Ca K	18.07	7.52
W M	0.62	0.06

Рис. 8. Содержание элементов в нефти по данным электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионным анализом (Нижнечутинское месторождение, пласт II+Б, обр. № 1, проба, обогащенная F, P, S, Cl, Ca, W)

(37–562), выше на два-три порядка по сравнению с его значениями для пород (0,3–4,6). Это свидетельствует, по нашему мнению, об избирательной аккумуляции нефтью ванадия и никеля. Отметим, что данные элементы относятся к «биогенным», т.е. поступающим в нефть из органического вещества (Готтих и др., 2012). В отсутствии избирательной аккумуляции (или в отсутствии поступления в нефти каких-либо флюидов) и породы, и

Скважины, образцы	Породы, нефти	Глубина, м	Свита	Пласт	V, ppm	Ni, ppm	Ba, ppm	Sr, ppm	Mo, ppm	V/Ni	V/Ba	Sr/Ba	Ba/Mo
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
36 ПР-1бис	глина	7	D_3dm	-	90	60	**230**	**630**	-	1.5	0.4	2.7	-
36 ПР-1бис	аргиллит	10	D_3dm	-	160	70	**280**	**600**	-	2.3	0.6	2.1	-
36 ПР-1бис	сланец	11	D_3dm	-	80	50	150	**330**	15	1.6	0.5	2.2	10
36 ПР-1бис	сланец	14	D_3dm	-	270	320	110	**830**	33	0.8	2.5	7.5	3
36 ПР-1бис	сланец	15	D_3dm	-	160	140	70	**1100**	57	1.1	2.3	15.7	1
36 ПР-1бис	сланец	17	D_3dm	-	230	110	50	1200	-	2.1	4.6	24.0	-
36 ПР-1бис	известняк	19	D_3dm	-	190	30	50	900	-	6.3	3.8	18.0	-
9 образцов	глина	90-160	D_3tm	I	90	27	150	150	-	3.0	0.6	1.0	-
10 образцов	глина	170-190	$D_3dž$	II	120	29	**170**	140	-	4.1	0.7	0.8	-
3 образца	глина	190-195	$D_2čb$	III	80	19	**240**	120	-	4.2	0.3	0.5	-
4 образца	сланцы	>230	RF_3	-	90	28	**300**	180	-	3.2	0.3	0.6	-
НШ-2 укл 019	нефть	180	$D_3dž$	II	65	**35**	1.75	**0.16**	-	1.7	**37.2**	0.09	-
НШ-1 укл 09 215	нефть	200	$D_2čb$	III	22	8	0.13	**0.10**	0.01	2.6	**176.0**	0.8	14
НШ-2 укл 215 38	нефть	220	$D_2čb$	III	28	29	0.05	**0.02**	-	1.0	**562.0**	0.5	-
НШ-1 уклТ-2 41	нефть	220	$D_2čb$	III	14	9	0.05	**0.03**	0.001	1.6	**320.0**	0.6	34
НШ-1 уклТ-2 82	нефть	220	$D_2čb$	III	80	30	0.25	**0.20**	0.005	2.7	**320.0**	0.8	50

Табл. 4. Характеристики пород и нефтей Ярегского месторождения нефти по геохимическим показателям

нефти, имеют сходные показатели, что прослеживается по одинаковым значениям (0,5) показателя Sr/Ba для глин и для нефтей чибьюской свиты.

В таблице 5 для пород Нижнечутинского месторождения приведены значения показателей U/Th, Y/Ho, V/Ni, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, Th/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au. Кроме того, в этой таблице проведена оценка гидротермальных и гидрогенных условий осадконакопления по значениям показателей Y/Ho, Ce_{an}, Ce_{PAAS}. Для образцов пород доманиковой свиты установлены наиболее четкие отличия в их значениях. Гидротермальные условия образования в доманиковых отложениях определяются высокими значениями показателя Y/Ho (39–43) и низкими значениями показателей Ce_{an}, Ce_{PAAS}, изменяющимися, соответственно, в диапазонах 0,4–0,5 и 0,1–0,2. Гидрогенные условия, наоборот, определяются более низким значением показателя Y/Ho, составляющим величину 26, и значениями показателей Ce_{an} и Ce_{PAAS}, соответственно, 1,03 и 2,1. Гидрогенно-гидротермальные условия осадконакопления определяются по совокупности показателей, в которых значения Ce_{an} близки к 1, а значения показателя Y/Ho изменяются от 26 до 29, при этом значения показателя $Ce_{PAAS} \geq 1$.

Из таблицы 5 следует, что гидрогенные условия осадконакопления контролируются низкими значениями (<1) показателей V/Ba, Sr/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au и сравнительно высокими значениями показателей Th/Ba, Ba/Mo. Гидротермальным условиям

Образец	Свита, пласт	Условия	U/Th	Y/Ho	Ce_{PAAS}	Ce_{an}	V/Ni	V/Cr	V/Ba	Sr/Ba	Th/Ba	As/Ba	Ba/Mo	Mo/U	Mn/Cr	Zn/Cr	U/Au
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	18	12	13	14	15	16	17
Кк/2м	D_3dm	Гидротерм.	4.0	39	0.2	0.51	5.4	13.2	2.3	2.3	0.01	н.д.	8.6	2.7	26.6	5.6	5.6
Кк/4с	D_3dm	Гидротерм.	6.4	43	0.1	0.40	8.2	16.8	4.8	7.7	0.01	н.д.	5.8	2.2	18.3	1.9	1.9
15К/6	D_3dm	Гидроген.	0.2	26	2.1	1.03	2.3	7.3	0.5	0.6	0.10	н.д.	523	0.2	2.0	0.6	0.6
15К/8	D_3dm	Гидротерм.	3.0	43	0.1	0.42	3.1	1.2	4.1	12.8	0.03	н.д.	5.8	2.1	4.3	5.9	5.9
1004/7	D_3dm	Гидротерм.	3.1	н.д.	0.3	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	1.0	0.03	0.17	н.д.	н.д.	1.1	3.8	3.8
16/33	D_3tm, I	Гидротерм. - гидроген.	0.1	н.д.	1.3	н.д.	н.д.	н.д	н.д	23	1.02	1.00	н.д.	н.д.	7.4	1.7	1.7
1004/28	D_3tm, I	Гидроген.	0.1	н.д.	1.4	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0.4	0.03	0.02	н.д.	н.д.	2.6	0.7	0.7
19/37	D_3tm, I	Гидроген.	0.1	н.д.	1.4	н.д.	н.д	н.д.	н.д.	0.2	0.04	0.02	н.д.	н.д.	3.7	0.7	0.7
19/40	D_3tm, I	Гидроген.	0.1	н.д.	1.5	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0.3	0.03	0.02	н.д.	н.д.	2.4	0.5	0.5
19/49	D_3tm, I	Гидроген.	0.1	н.д.	1.4	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0.3	0.04	0.01	н.д.	н.д.	4.0	0.9	0.9
15ПР/2	D_3tm, A	Гидротерм. - гидроген.	0.2	28	1.6	1.06	2.6	н.д.	0.7	0.4	0.17	н.д.	>112	0.3	252	49.2	49.2
16ПР/2	D_3tm, A	Гидротерм. - гидроген.	0.2	29	2.3	1.03	4.5	н.д.	0.7	0.4	0.23	н.д.	>121	0.2	138	2.3	2.3
15ПР/3	D_3tm, II+Б	Гидротерм. - гидроген.	0.2	26	2.1	0.99	4.5	н.д.	0.7	0.4	0.20	н.д.	>130	0.2	97	2.8	2.8
16ПР/3	D_3tm, II+Б	Гидротерм. - гидроген.	0.2	27	2.3	1.05	3.7	н.д.	0.7	0.3	0.20	н.д.	>130	0.2	86	7.0	7.0
1004/152	D_3tm, II+Б	Гидротерм. - гидроген.	0.3	27	1.0	0.99	2.8	н.д.	0.5	0.3	0.03	н.д.	594	0.2	1.7	1.2	1.2

Табл. 5. Характеристики условий образования пород Нижнечутинского месторождения по геохимическим показателям

отвечают, наоборот, значения показателей V/Ba, Sr/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au >1 и наиболее низкие значения показателей Th/Ba и Ba/Mo. По значениям перечисленных показателей возможно не только определение условий образования осадков, но и связанных с ними процессов накопления тех или иных элементов. Так, например, условия образования осадков тиманской свиты в обр. №№ 15П/2 и 16ПР/3 в соответствии со значениями показателя Y/Ho, изменяющимися от 26 до 29, и значениями $Ce_{ан}$ от 0,99 до 1,06, соответствуют в основном гидрогенным и гидротермально-гидрогенным. В таких условиях накапливается марганец, цинк.

В таблицах 6 и 7 приведены содержания элементов и значения геохимических показателей для 11 образцов рифей-вендских отложений. В большей части образцов отмечены пониженные содержания элементов. Повышенные значения содержаний V, Ni, Mn, Fe, Pb установлены только в 2-х образцах (1-ПР/106 и 1-ПР/107). В образце 1-ПР/106 отмечаются наиболее высокие содержания цезия (до 13 ppm) и урана (6,4 ppm). По результатам измерения кислотно-щелочных свойств только два образца имеют значения pH, равные 6,9 и 7,25, близкие к нейтральной величине 7,0. В других образцах pH изменяется от 3,42 до 4,18, т.е. породы имеют, предположительно, кислый состав. Можно также предположить, что обедненное содержание ряда элементов в породах фундамента обусловлено их кислотным выщелачиванием в результате влияния гидротерм.

В таблицах 8 и 9 приведены характеристики содержания элементов и значения геохимических показателей нефтей Нижнечутинского месторождения, свидетельствующие о различном составе металлоносных нефтей пластов А, I и пласта II+Б. Установленные различия в распределении для ряда элементов (в т.ч. и редкоземельных) зависят от исходного состава образцов нефтей, отличающихся по содержанию в них минерализованных вод, фильтратов буровых растворов, свободных газов, растворенных в нефти.

Из таблицы 9 следует, что нефти пластов I, А достаточно сходны между собой по геохимическим показателям в ряде образцов. В целом нефти пластов А, I характеризуются высокими концентрациями Br, As, Cr со сравнительно высокими содержаниями Ba, V, Sr, Hf, Ir, La, Ce, Nd, U. Кроме того, нефти содержат Pd, Au, LREE. Нефти пласта II+Б с учетом данных разных методов исследований отличаются повышенными содержаниями Fe, Si, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Br, Ba, Hf; в сравнительно невысоких концентрациях отмечаются содержания Ca, Al, Mg, S, Th, Cs и REE (табл. 8, рис. 7, 8). В сравнении с элементами нефтей из пластов А, I, здесь отмечается преобладание Fe, Ni, V, тогда как содержание As, Br, Ba, Cr, Hf сокращается. Присутствие Ir в составе нефтей пласта II+Б не установлено, но в отличие от нефтей пластов А и I здесь определены Re и Cs.

Согласно данным, приведенным в таблице 8, разброс в содержаниях некоторых элементов (As, Br, Cr и др.) достигает двух и более порядков. Так, в образцах нефтей в смеси с минерализованной водой прослежен фактически весь ряд редкоземельных элементов: легких (LREE) и тяжелых (HREE). LREE преобладают в тех образцах, где в интервалах отбора нефти отмечен свободный газ, а также фильтрат бурового раствора, который содержит

Образец	pH	V	Cr	Ni	Mn	Fe	Co	Cu	Zn	Rb	Sr	Zr	Nb	Mo	Ba	U	Th	Pb	Cs
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
16ПР/104	6.90	8	35	11	39	9542	6	5	17.0	23	4	20	0.2	2.0	49	1.4	13	2.7	1.6
16ПР/105	7.25	9	33	12	48	11766	8	10	28.0	21	4	17	0.1	2.0	35	1.6	12	1.3	2.0
16ПР/118	4.12	16	27	24	98	32410	9	5	49.0	38	21	37	0.2	1.3	92	4.1	42	2.3	7.1
16ПР/122	3.85	13	53	22	56	36148	15	68	37.0	20	26	19	0.2	5.1	48	1.9	14	9.0	2.1
7ПР/70	4.18	6.2	35	7.2	3291	10100	8	3	8.8	19	27	10	0.3	3.7	55	0.8	7	14	1.4
9ПР/53	3.42	18	35	22	240	29900	13	19	53.0	24	20	24	0.3	2.1	58	2.2	20	6.4	3.0
24ПР/111	3.98	22	83	29	263	31100	19	11	51.0	43	19	23	0.2	6.7	110	2.1	27	5.6	4.8
1ПР/106	3.68	117	29	94	82	45800	51	76	30.0	35	42	35	0.9	0.7	102	3.2	13	118	13.0
1ПР/107	3.65	670	33	107	209	35100	46	137	21.0	23	32	29	2.9	0.9	85	6.4	11	100	5.8
1ПР/108	3.58	381	93	43	4640	155800	14	3	48	10	28	20	0.4	1.2	69	1.2	15	6.4	4.7
1ПР/109	3.48	17	40	48	255	33000	31	3	59	27	12	13	0.2	2.4	57	1.3	16	15	7.3

Табл. 6. Характеристики метаморфических пород по элементному составу и значениям pH, Нижнечутинское месторождение. *Содержания всех элементов в ppm*

Образец	pH*	U/Th	V/Ni	V/Cr	V/Ba	Sr/Ba	As/Ba	Ba/Mo	Mo/U	Mn/Cr	Zn/Cr	U/Au	Th/Ba	Cs
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
16ПР/104	6.9	0.1	0.7	0.2	0.3	0.01	0.01	190	1.4	1.1	0.5	н.д	0.03	2.0
16ПР/105	7.25	0.1	0.8	0.3	0.2	0.01	0.01	145	1.3	1.5	0.8	н.д.	0.04	7.1
16ПР/118	4.12	0.1	0.7	0.6	0.3	0.03	0.07	600	0.3	3.6	1.8	312	0.05	2.1
16ПР/122	3.85	0.1	0.6	0.3	1.1	0.06	0.03	90	2.7	1.1	0.7	339	0.03	1.4
7ПР/70	3.65	0.1	0.9	0.2	0.3	0.11	0.18	67	н.д.	94.0	0.3	381	0.03	4.7
9ПР/53	3.58	0.1	0.8	0.5	0.2	0.38	0.15	247	1.0	6.9	1.5	338	0.04	7.3
24ПР/111	3.48	0.1	0.8	0.3	0.3	0.20	0.12	16	3.2	3.2	0.6	362	0.25	1.6
1ПР/106	4.18	0.3	1.2	4.0	7.9	0.09	0.19	610	0.2	2.8	1.0	477	0.03	3.0
1ПР/107	3.42	0.6	6.3	20	5.5	0.23	0.14	148	0.2	6.3	0.6	735	0.08	4.8
1ПР/108	3.98	0.1	8.9	4.0	0.3	0.23	0.04	100	н.д.	49.9	0.5	375	0.13	13.0
1ПР/109	3.68	0.1	0.4	0.4	0.1	0.02	0.46	241	н.д.	6.4	1.5	812	0.03	5.8

Табл. 7. Характеристики метаморфических пород по геохимическим показателями и кислотно-щелочным свойствам, Нижнечутинское месторождение

наиболее растворимые элементы пород. Содержания HREE в образцах, в ряде случаев, находятся ниже порога обнаружения или отсутствуют.

В таблице 9 приведены характеристики нефтей по геохимическим показателям. По их значениям проведено разделение на предполагаемые источники поступления элементов в нефти: пластовые воды, породы, гидротермы, газовые эманации. Наибольшее различие нефтей пластов II +Б и А, I может быть установлено по низким значениям (< 1) показателя As/Ba для нефтей пласта II+Б и высоким значениям (> 250) показателя As/Ba в пластах А, I. Содержания редкоземельных элементов в нефтях нормированы на величину их значений в хондрите. На основе этого дана оценка величин европиевой аномалии – Eu_{an} (табл. 8, 9). Образцы нефти характеризуются в основном низкими значениями показателя $Eu_{ан} < 1$, что свидетельствует об их коровом происхождении. Однако, в одном образце (3ПР/I) значение европиевой аномалии составляет 0,96. Такие значения, по всей вероятности, могут рассматриваться в качестве признака поступления в нефть элементов, характерных для магматических и/или вулканических образований. Отметим некоторое сходство в значениях геохимических показателей для нефтей пласта II+Б (обр. С-1) и выделенных из доманика гидротермально измененных битуминозных сланцев (V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, U/Au). Это сходство, на наш взгляд, может быть обусловлено циркуляционным влиянием гидротерм с учетом их восходящих и/или нисходящих ветвей (табл. 9).

Результаты применения метода электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионным анализом в породах и нефти (рис. 4–8) подтвердили и существенно дополнили результаты других методов исследования. Согласно рис. 4, в доманиковых породах железо и цинк находятся в сульфидной форме. Наличие значительного содержания бария в породах рифея-венда также подтверждает возможность распространения рудоносных растворов: поступающий барий, предположительно, находится в виде сульфатов (рис. 5). Спектр обр. 1-ПР/106 подтверждает тот факт, что породы рифея-венда могут быть локально обогащены редкоземельными элементами и иридием в сростках с карбонатным железом (рис. 6). В составе нефтей пласта II+Б определены Ca, Fe, Mn, Si, K, W и летучие компоненты F, Cl (рис. 7, 8). Такой состав элементов дает основание предполагать наличие магматических (вулканических) источников, поставляющих элементы в нефти.

Обсуждение результатов

При обсуждении результатов мы рассматриваем полученные данные в соответствии с анализом значений геохимических показателей пород и нефтей, выделяя при этом три типа нефтей на основе сходства и различий элементного состава и содержаний элементов в зависимости от характера источников их поступления в нефти в рамках обобщенной геофлюидальной системы.

Анализ пород по геохимическим показателям. На Ярегском месторождении прослеживается обогащение доманиковых отложений стронцием, ванадием, никелем, барием, молибденом и свинцом (табл. 2). Повышенные содержания бария и стронция, наряду с осаждением рудных минералов (молибденита, галенита, сфалерита), являются широко известными признаками гидротермальных процессов. На Нижнечутинском месторождении нефти в пределах изученного разреза от рифей-вендских отложений до доманиковых пород верхнего девона в результате анализа установлены следующие особенности (табл. 2, 3, 6):

- в метаморфических породах повышенное содержание цезия сопровождается высоким содержанием тория (13–42 ppm);
- в тиманских отложениях образцам с повышенным содержанием цезия соответствуют повышенные содержания рубидия, а в некоторых образцах отмечаются повышенные содержания железа, бария, брома и мышьяка, иридия и рения;
- в доманиковых отложениях наличие сфалерита и пирита свидетельствует о гидротермальном влиянии, при этом доманиковые породы, по сравнению с другими отложениями, в большей степени обогащены редкоземельными элементами цериевой группы (лантаном, церием и неодимом).

Из широкого ряда геохимических показателей – отношений пар элементов (U/Th, Y/Ho, Ce_{PAAS}, Ce_{an}, V/Ni, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au, Th/Ba), выбранных нами для оценки условий гидрогенного, гидротермального и гидротермально-гидрогенного осадконакопления в районе Нижнечутинского месторождения нефти (табл. 5), были отобраны U/Th, Y/Ho, Ce_{PAAS}, Ce_{an}, V/Ba, Sr/Ba, U/Au.

Образец	Состав флюидов в нефти	U	Th	U/Th	V	Cr	Ba	Fe	Sr	As	Br	Hf	Pd	Ir	Re, Cs	Au
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
7ПР/ I	Минерализованая вода	0.15	0.130	1.2	2.9		4.8	-	-	-	-	-	0.0021	<0.002	<0.005	0.0010
7 ПР/А	Минерализованая вода	0.15	0.100	1.5	4.3	-	7.8	-	-	-	-	-	-	<0.002	<0.005	-
10ПР/ I	Фильтрат БР +нефть	0.21	0.160	1.3	3.9	-	9.1	-	-	-	-	-	0.0044	<0.002	<0.005	0.0074
14ПР/ I	Фильтрат БР+нефть	-	0.005	н.д.	-	1.1	11		11	>400	240	0.050		1.8	<0.005	-
14ПР/II+Б	Фильтрат БР +нефть	0.20	0.160	1.3	4.6	-	9.6	-	-	-	-	-	-	<0.002	<0.005	0.0100
11ПР/ I	СГ- свободный газ	1.00	0.010	100.0	-	77.8	-			>400	180	0.110	-	2.8	<0.005	0.0670
11ПР/II+Б	СГ - свободный газ	-	0.01	н.д.	-	-	10	13	-	-	50	0.190	-	<0.002	<0.005	-
1ПР / I	Нефть-фильтрат БР	-	0.004	н.д.	-	2.7	9.4	-	-	>400	140	0.026	-	<0.002	<0.005	-
1ПР/А	Нефть-фильтрат БР	-	-	н.д.	-	0.7	8.7	-	-	>400	260	0.017	-	<0.002	<0.005	-
3ПР/ I	Нефть-фильтрат БР	0.35	0.480	0.7	8.4	-	14	-	-	-	-	-	0.0037	<0.002	<0.005	0.0610
5ПР/ I	Нефть-фильтрат БР	0.36	0.430	0.8	7.7	-	16	-	-	-	-	-	0.0026	<0.002	<0.005	0.0054
8ПР/ I	Нефть-фильтрат БР	0.18	0.100	1.8	4.1	-	14	-	-	-	-	-	-	<0.002	<0.005	0.0034
13ПР/ I	Нефть (безводная)	0.19	0.130	1.5	4.3	-	7.1	-	-	-	-	-	0.0020	<0.002	<0.005	0.0077
9 ПР/II+Б	Нефть фильтрат БР	0.16	0.110	1.5	2.1	-	4.5	-	-	-	-	-	0.0028	<0.002	<0.005	0.0034
1-СБ/II+Б	Нефть (безводная)	0.06	0.080	0.8	20	0.9	2.7	62	8.1	0.62	2	0.009	-	<0.002	0.15, 0.004	0.0001

Образец	Состав флюидов в нефти	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu
1	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
7ПР/ I	Минерализованая вода	2.9	3.1	-	1.97	0.34	0.0970	0.43	0.05	0.3	0.10	0.26	0.04	0.19	0.04
7 ПР/ А	Минерализованая вода	3.9	4.1	0.7	2.69	0.54	0.1200	0.61	0.08	0.5	0.12	0.34	0.04	0.47	0.05
10ПР/ I	Фильтрат БР *+нефть	4.3	4.2	-	2.53	0.47	0.1000	0.57	0.08	0.5	0.12	0.38	0.05	0.27	0.05
14ПР/ I	Фильтрат БР+нефть	0.1	0.8	-	0.40	-	0.0008	-	-	-	-	-	-	0.16	0.002
14ПР/IIб	Фильтрат БР +нефть	3.7	4.1	0.5	2.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11ПР/ I	СГ свободный газ	40	2.1	-	0.63	0.33	0.0090	-	-	-	-	-	-	0.11	0.008
11ПР/II+Б	СГ свободный газ	-	0.04	-	0.05	1.10	0.0005	-	-	-	-	-	-	-	-
1ПР / I	Нефть-фильтрат БР	-	-	-		0.13	0.0032	-	-	-	-	-	-	0.18	0.003
1ПР/ А	Нефть-фильтрат БР	0.0	0.1	-	0.07	-	-	-	0.04	-	-	-	-	0.0006	-
3ПР/ I	Нефть-фильтрат БР	4.0	5.3	-	3.04	0.44	0.1700	0.67	0.08	0.6	0.10	0.44	0.05	0.40	0.04
5ПР/ I	Нефть-фильтрат БР	3.7	5.0	-	2.69	0.50	0.1400	0.64	0.09	0.6	0.15	0.45	0.05	0.40	0.05
8ПР/ I	Нефть-фильтрат БР	4.1	4.2	-	2.71	0.44	0.1200	0.61	0.07	0.5	0.12	0.27	0.05	0.32	0.04
13ПР/ I	Нефть (безводная)	4.1	3.9	-	2.60	0.50	0.1300	0.62	0.06	0.4	0.11	0.34	0.04	0.47	0.05
9 ПР/II+Б	Нефть-фильтрат БР	2.5	2.9	0.4	1.69	0.31	0.0790	0.40	0.05	0.3	0.07	0.26	0.04	0.23	0.03
1СБ/IIб	Нефть (безводная)	0.8	0.7	-	0.79	0.01	0.0100	-	0.01	-	-	-	-	0.06	-

Табл. 8. Содержания элементов в нефтях Нижнечутинского месторождения, в ppm. БР – буровой раствор; «-» содержание ниже порога обнаружения

Образец	Источники элементов	U/Th	V	V/Ni	V/Cr	V/Ba	Sr/Ba	As/Ba	Th/Ba	U/Au	La_{CH}	Ce_{CH}	Pr_{CH}	Nd_{CH}	Sm_{CH}	Eu_{CH}	Gd_{CH}	Yb_{CH}	Euан
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Кк/2м	битум	4.0	303	5	13.2	2.3	2.3	н.д	0.0100	674	52	19	25	20	14	8	11	7	0.65
7ПР/ I	г/термы**	1.2	3.0	н.д.	н.д.	0.6	н.д.	н.д.	0.0300	150	9.5	3.9	-	3.3	1.7	1.3	1.7	0.9	0.78
7ПР/А	пл. воды	1.5	4.3	н.д.	2.8*	0.5	н.д.	н.д.	0.0100	н.д	12.6	5.0	5.9	4.5	2.8	1.6	2.4	2.2	0.64
10ПР/ I	пл. воды	1.3	3.9	н.д.	н.д.	0.4	н.д.	н.д.	0.0200	28	14.0	5.2	-	4.2	2.4	1.4	2.2	1.3	0.59
14ПР/I	«фумаролы»	н.д.	-	н.д.	4.6*	н.д.	1.0	254	0.0005	н.д	0.4	1.03	-	0.7	-	0.01	-	0.8	н.д.
14ПР/II+Б	пл. воды	1.3	4.5	н.д.	н.д.	0.5	н.д.	н.д.	0.0200	27	11.9	5.0	4.4	4.4	-	-	-	-	н.д.
11ПР/ I	«фумаролы»	100	-	н.д.	0.1*	н.д	н.д	>400	н.д.	15	0.4	1.0	-	0.7	-	0.01	-	0.8	н.д.
11ПР/II+Б	«фумаролы»	н.д.	-	н.д	н.д	н.д	н.д	н.д	0.0010	н.д	-	0.05	-	0.08	5.6	0.01	-	-	н.д.
1ПР/ I	«фумаролы»	н.д.	-	н.д.	1.8*	н.д.	н.д	404	0.0004	н.д	129.0	2.6	-	1.1	1.7	0.12	-	0.5	н.д.
1ПР/А	«фумаролы»	н.д.	-	н.д.	7.1*	н.д.	н.д	425	н.д	н.д	-	0.1	-	0.1	-	-	-	0.003	н.д.
3ПР/ I	г/термы	0.7	8.4	н.д.	н.д.	0.6	н.д.	н.д.	0.0300	6	12.8	6.5	-	5.1	2.3	2.3	2.6	1.9	0.96
5ПР/ I	г/термы	0.8	7.7	н.д.	н.д.	0.5	н.д.	н.д.	0.0300	66	12.0	6.2	-	4.5	2.6	1.9	2.5	1.9	0.76
8ПР/ I Н	пл. воды	1.8	4.1	н.д.	н.д.	0.3	н.д.	н.д.	0.0070	53	13.3	5.2	-	4.5	2.3	1.6	2.4	1.5	0.71
13ПР/ I	пл. воды	1.5	4.3	н.д.	н.д.	0.6	н.д.	н.д.	0.0200	25	13.1	4.8	-	4.3	2.6	1.8	2.4	1.1	0.74
9ПР/II+Б	пл. воды	1.5	2.1	н.д.	н.д.	0.5	н.д.	н.д.	0.0200	47	8.2	3.6	3.4	2.8	1.6	1.1	1.5	1.1	0.70
1-СБ/II+Б Н	г/термы	0.8	20	1.0>1	22	7.4	3.0	0.2	0.0300	667	2.5	0.8	-	1.3	0.03	0.10	-	0.3	н.д.

*Табл. 9. Особенности металлоносности нефтей Нижнечутинского месторождения по геохимическим показателям, в ppm. * – средние значения, ** – гидротермы, пл. воды – пластовые воды*

При *гидрогенном осадконакоплении* в породах увеличиваются содержания Ba, Th, Cr, Au, о чем свидетельствуют пониженные величины (< 1) следующих показателей: V/Ba, Sr/Ba, Zn/Cr, U/Au. В гидротермальных условиях значения этих показателей ≥ 1. Для образцов пород *доманиковой свиты* наблюдаются также четкие различия в значении показателя U/Th, в зависимости от условий образования осадков. Низкое значение показателя U/Th, равное 0,2, установлено для образцов пород, сформированных в гидрогенных условиях, а в образцах пород с гидротермальными признаками значения показателя U/Th > 1.

В тиманской свите также прослежены гидрогенные и гидротермальные условия. В нижней части свиты преобладают гидротермально-гидрогенные условия. На отдельных участках Нижнечутинского месторождения в нижней части тиманской свиты в гидротермально-гидрогенных условиях накапливались отложения с повышенным содержанием марганца (табл. 3). Отметим, что значения показателя U/Th изменяются от 0,1 до 0,3 в образцах пород от рифея-венда и до тиманского горизонта девона, и, несмотря на различия состава пород и условия образования осадков, только один образец имеет более высокое значение показателя U/Th, равное 0,6 (табл. 5). Низким величинам показателя U/Th одновременно с повышенными содержаниями тория (11–20 ppm) соответствуют породы кислого состава и, вероятно, кислый состав газов и гидротерм (Макарова и др., 2021; Пеков и др., 2020).

По комплексному обоснованию по значениям показателей Y/Ho, $Ce^{образец}/Ce^{*}_{PAAS}$, следует возможность разделения на породы с гидрогенными (неизмененными или слабоизмененными) условиями и на породы, находящиеся в зоне влияния гидротерм, а по низким значениям показателя U/Th нами дана оценка влияния на нефти, предположительно, гидротерм кислого состава.

Влияние гидротерм на элементный состав нефтей подтверждается наличием пластовых минерализованных вод, содержащих U, Th, V, Ba, Pd, Au, редкоземельные элементы как легкие, так и тяжелые (LREE и HREE). В случае влияния фумарольных газов и фильтратов растворов в нефти прослеживаются в основном LREE, тогда как HREE фактически отсутствуют.

При анализе содержания элементов в составе пород и нефтей по повышенному содержанию иридия, рения, цезия установлено влияние магматических (вулканогенных) образований. Об этом свидетельствуют и низкие значения показателя U/Th, составляющие всего 0,1–0,2 (Макарова и др.; 2021; Yafyasov et al., 2022).

На наш взгляд, содержания в породах цезия (до 15 ppm), наряду с повышенными содержаниями брома, иридия, рения и других элементов, являются убедительным доказательством их поступления из магматических образований в осадочные породы. Вероятно, что высокие содержания перечисленных выше элементов являются отражением эксгаляционного минералообразования и последующего влияния на нефти и породы фумарольных возгонов,

обогащенных в зависимости от температур различными элементами (Пеков и др., 2020).

Анализ нефтей по геохимическим показателям. Изменения значений показателей U/Th, V/Ni, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, As/Ba удалось проследить и при анализе образцов нефтей. *На основании приведенных выше данных*, можно предположить, что, если вмещающие породы верхнего девона обогащены стронцием, ванадием, железом, марганцем, барием и другими элементами, то нефти наследуют эти же элементы в своем составе. Однако это справедливо лишь отчасти в связи с тем, что на элементный состав нефти существенное влияние могли оказывать гидротермальные воды и фумарольные газы, имеющие, предположительно, кислый состав.

Присутствие гидротермально преобразованных пород и нефти с европиевой аномалией, равной 0,96, свидетельствует о привносе элементов мантийного происхождения (табл. 8).

В нефтях (обр. 11ПР/I и обр. 11ПР/II+Б) выделены две ассоциации элементов в составе смеси нефтяных и газовых флюидов (табл. 9). Ассоциация элементов нефтей продуктивного нефтяного пласта I отличается повышенным содержанием в нефти As, Br, Ir, Cr, La, Ce, Nd, U. Высокие содержания летучих элементов As, Br, Ir, Re, Cs в нефтях, где отдельные образцы содержат аномальные концентрации мышьяка (> 250) и брома (50–260 ppm), позволяют сопоставлять их с элементами вулканических полей и дают основание предположить, что источниками их поступления в нефти являются палеофумаролы и современные возгоны газа (Арсанова и др., 2020). Приведенная ассоциация элементов сопоставима с ассоциацией современных низкотемпературных фумарол вулкана Толбачик (Камчатка), содержащих As, Br и др. (Пеков и др., 2020).

Вторая ассоциация элементов нефтей пласта II+Б характеризуется повышенными содержаниями Fe, Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Br, Ba, Hf; в сравнительно невысоких концентрациях отмечаются содержания Th, Cs и LREE. Как уже отмечалось, состав и количественное распределение элементов на Нижнечутинском месторождении обусловлены преобладанием того или иного компонента в нефти (минерализованными водами, растворенными газами). Вторая ассоциация элементов нефти имеет весьма сходный состав с составом элементов современных высокотемпературных фумарол. Так, в составе наиболее высокотемпературных фумарол вулкана Толбачик установлены содержания железа и ряда элементов (таких, как Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V). Эти же элементы встречены в образце нефтей СБ/II+Б (табл. 11).

Исходя из приведенных данных, мы предполагаем, что определяющее влияние на состав нефти Нижнечутинского месторождения оказывают разнотемпературные притоки свободного газа, а именно: низкотемпературные возгоны (фумаролы) содержат As, Br, а высокотемпературные возгоны (фумаролы) – Fe, Si, Ca, Al, W, Re, а также гидротермы.

Сравнительная характеристика пород и нефтей по геохимическим показателям. В таблице 10 представлено сравнение элементного состава нефтей Нижнечутинского и Ярегского месторождений с элементным составом вмещающих пород.

Из таблицы 10 следует, что в породах различия величин геохимических показателей связаны с гидротермальным воздействием и отличаются друг от друга менее, чем на порядок. Различия в значениях геохимических показателей в нефтях Ярегского и Нижнечутинского месторождений составляют три порядка и установлены только для ванадия (значения показателей V/Cr, V/Ba), что, по-видимому, связано с избирательной концентрацией ванадия на ВНК углеводород-окисляющими микроорганизмами, то же можно отметить и для никеля, поскольку значения отношения V/Ni составляют величины от 1,0 до 2,8.

На Нижнечутинском месторождении нефти пласта II+Б сопоставимы по характеру распределения никеля и ванадия с нефтями на Ярегском месторождении в пластах III и II. Здесь, в нижнем пласте, вследствие влияния развития микробиоты на ВНК, как и на Ярегском месторождении, нефти сильно биодеградированы и окислены. Нефти пластов А и I обеднены никелем и ванадием по сравнению с пластом II+Б. Расхождения в значениях геохимических показателей нефтей разных пластов обусловлены, на наш взгляд, влиянием различных источников поступления элементов в нефть и путей их миграции. Флюиды, влияющие на состав нефтей, разделены нами условно на минерализованные воды, гидротермы, газовые эманации (фумаролы).

Сравнительные характеристики значений геохимических показателей в зависимости от предполагаемых источников поступления элементов и путей миграции флюидов приведены в таблице 11. Анализ элементного состава вмещающих пластов, подстилающих и перекрывающих отложений показал, что кроме пластовых вод и гидротерм низкотемпературные и высокотемпературные фумаролы, предположительно, вносят значительный вклад в формирование металлоносных нефтей Нижнечутинского месторождения, т.е. наличие и температура фумарольных возгонов, подтоков газов определяют металлоносность нефтей, в первую очередь. При этом не исключается вертикальная миграция более легких углеводородов из пластов II+Б и А в пласт I.

Типы нефти по геохимическим показателям. На основании изучения микроэлементов в металлоносных нефтях Ярегского месторождения А.В. Завьялов еще в 1966 г. предположил возможность латеральной и вертикальной миграции нефтяных флюидов. Отметим, что И.С. Гольдберг и С.А. Пунанова выделили несколько типов нефтей по микроэлементам в разных нефтеносных бассейнах (Гольдберг, 1990; Пунанова, 2017). При этом одному нефтеносному району, как правило, соответствует какой-либо один основной тип металлоносной нефти. По нашим данным, в районе только одной Ухтинской антиклинальной складки выделены три типа металлоносных нефтей, которые связаны с различными путями поступления элементов и разным характером преобразования нефтей в коллекторах и ловушках.

Проведенная оценка состава нефтей по значениям геохимических показателей послужила основанием для выделения трех металлоносных типов нефти, отличающихся источниками поступления элементов: ярегский тип адсорбционно-биодеградированный с резко преобладающими содержаниями Ni и V и подчиненным содержанием элементов Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE (пласты III,

Возраст, пласт	Источники Элементов в нефти и породах	НЕФТЬ				ПОРОДЫ											
		V	U/Th	V/Ni	V/Cr	V/Ba	Sr/Ba	Th/Ba	As/Ba	V	U/Th	V/Ni	V/Cr	V/Ba	Sr/Ba	Th/Ba	As/Ba
	1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Нижнечутинское месторождение																	
D_3dm	гидротермы	-	-	-	-	-	-	-	-		3-6	3.1-8.2	16.8	4.8	12.8	**0.01-0.03**	0.17
	битум	300	4.0	5	13.2	2.3	2.3	0.010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	породы	-	-	-	-	-	-	-	-	170-284	*0.2*	2.3	7.3	0.5	0.6	*0.1*	
D_3tm A, I	гидротермы	**3.0**	**0.7-0.8**	-	-	**0.5-0.6**	-	**0.030**	-	-	-	-	-	-	**23**	**0.3-0.4**	**1.0**
	газ	**-**	***0o100***	-	***0.1-1.8***	**-**	***1.0***	***0.0004***	>250	-	-	-	-	-	-	-	-
	пл. воды/породы	2.1-8.4	1.3-1.8	-	2.8-7.1	0.3-0.4	***n.d.***	0.007- 0.020	-	44-51	0.1	2.6	н.д.	0.7	*0.2-0.4*	*1.02*	*0.2*
D_3tm II+Б	гидротермы	-	**0.8**	-	-	-	-	**0.030**	0.2	-	0.3	2.8	-	-	-	**0.03**	н.д
	газ	-	-	-	-	-	-	***0.0010***	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	пл. воды/породы	20	1.5	1.0	22	7.4	3	0.020	0.3	57-255	0.2	2.8-4.5	н.д.	0.5-0.7	0.3-0.4	*0.2*	-
Ярегское месторождение																	
II $D_3dž$	гидротермы	65	-	1.7	>750	>37	0.09	-	-	120	-	4.1	1.5	0.7	0.8	н.д	-
III $D_2čb$	пл. воды/породы	15- 80	3.3*	1.0-2.8	>1000	>100	0.8	0.05*	4.5*	80	-	4.2	-	0.3	0.5	н.д	-

*Табл. 10. Сопоставление нефтей и пород по геохимическим показателям, в ppm. *расчет с учетом средних значений содержаний элементов в нефти. Шрифты: полужирный шрифт – значения для гидротермально измененных пород и нефтей с «гидротермальной» ассоциацией элементов; курсив – гидрогенные осадочные породы; жирный курсив – значения показателей «фумарольных» элементов*

II); нижнечутинский высокотемпературный тип с ассоциацией элементов высокотемпературных возгонов газа и растворов кислого состава: Fe, Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Hf, Cs (пласт II+Б); нижнечутинский низкотемпературный тип с ассоциацией элементов низкотемпературных газовых возгонов и гидротерм кислого состава: с преобладанием летучих неметаллов As, Br, а также металлов Cr, Ir, Ba, V, Sr, Hf, Pd, Au.

Сравнение состава элементов нефтей пластов II+Б, А и I с составом элементов разнотемпературных возгонов вулкана Толбачик позволяет сделать вывод о возможном влиянии на элементный состав нефти разнотемпературных газов на Нижнечутинском месторождении нефти.

Геофлюидальная модель по геохимическим показателям. Возвращаясь к рассмотренной в начале статьи геофлюидальной системе, отметим более сложные пути поступления элементов в нефть. В настоящее время известно, что фумарольная возгонка элементов, приводящая к эксгаляционной минерализации, происходит не только в районе современных действующих вулканов, но она прослежена также и в палеозойских отложениях на территории Германии (Пеков и др., 2020). По всей вероятности, вулканические возгоны проявлялись и на нашем участке в районе развития вулканизма исландского типа по долгоживущим разломам.

Распределение состава и содержания элементов по площади Нижнечутинского месторождения находится, вероятно, в зависимости от температуры возгонов. От локализации последних зависит распространение зон эксгаляционного минералообразования. Циркулирующие гидротермальные воды, особенно кислого состава, приводили к кислотному выщелачиванию элементов из зон эксгаляционного минералообразования и их поступлению сначала в пластовые воды, и затем в продуктивные пласты месторождения.

Признаками влияния кислых гидротермальных вод на нефть являются низкие значения показателя U/Th (< 1), относительно высокие значения (0,03) показателя Th/Ba, которым отвечают повышенные показатели европиевой аномалии $Eu_{ан}$, установленные в диапазоне величин от 0,76 до 0,96. Для нефтей, где влияние гидротерм явно невыражено, значения показателя U/Th больше 1, значения показателя Th/Ba составляют 0,007–0,02, значения европиевой аномалии изменяются от 0,59 до 0,74.

Гидротермальное воздействие на породы доманиковой свиты проявляется в повышенных концентрациях пирита, халькопирита, молибденита. В тех случаях, когда гидротермальное воздействие незначительно или отсутствует (гидрогенные условия), происходит накопление марганца, цинка, редкоземельных элементов.

Несмотря на то, что в составе нефтей Ярегского месторождения отмечены такие элементы, как Mo, As, Re, Ir, Cs глубинного мантийного происхождения (Писоцкий, Готтих, 2016; Пеков и др., 2020), мы считаем, что эти нефти значительно

Тип металлоносной нефти	Миграция флюидов	Источники обогащения нефти	Состав элементов	Значения показателей для определения типа нефти							
				V*	Th*	U/Th	Th/Ba	V/Cr	V/Ba	Sr/Ba	As/Ba
Нижнечутинский (низкотемпературный) с ассоциацией элементов низкотемпературных возгонов газа и гидротерм кислого состава: As, Br, Ir, Cr, Ba, V, Au, Pd, Sr, Hf	вертикальная восходящая (газы); вертикальная гидротермальная (восходящая и нисходящая)	зоны развития эксгаляционной минерализации низкотемпературных возгонов; гидротермальные воды	возгоны газа: As, Br, Ir, Cr, Sr, Cr, Ir, Au, Pd, Hf, LREE (La,Sm)	-	0.01	**100**	≤ 0.001	0.1	-	~1	>250
			гидротермы и пластовые воды: Th, U, V, Pd, Au, Ba, REE	<10	>0.04	<1	> 0.01	<7	0.3-0.6	-	-
Нижнечутинский (высокотемпературный) с ассоциацией элементов высокотемпературных возгонов газа и гидротерм кислого состава: Fe, Si, Cs, S, Ca, Al, Mg, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Hf	вертикальная восходящая (газы); латеральная; вертикальная гидротермальная (восходящая и нисходящая)	зоны развития эксгаляционной минерализации высокотемпературных возгонов; гидротермальные воды	возгоны газа: Cl, F, S, Fe, Si, Ca, Al, Mg, K, As, Br, Hf, LREE (Sm)	-	0.01	-	0.001	-	-	-	-
			гидротермы и пластовые воды: LREE, V, Ba, Th, U	20	0.08	<1	0.03	20	7.4	3	0.2
Ярегский адсорбционно-биодеградированный с преобладанием Ni и V и подчиненным содержанием Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE	латеральная, ступенчатая гидротермальная	гидротермальные и пластовые воды, адсорбция в зоне ВНК элементов Ni, V; биодеградация УВ на ВНК	на ВНК: Ni, V, Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE	80	0.03	3.3	0.07	**>750**	**>37**	<1	4.5

Табл. 11. Элементный состав и геохимические показатели типов нефтей Ухтинской складки

отличаются от нефтей Нижнечутинского месторождения по характеру обогащения элементами и характеру преобразования в пластах-коллекторах в гипергенных условиях. Первоначальное накопление ванадия и никеля может быть связано с развитием микроорганизмов в девонских корах выветривания, избирательно накапливающих ванадий и никель в процессе жизнедеятельности микроорганизмов с последующей сорбцией нефтью металлоорганических соединений в минерализованных остатках ископаемой микробиоты. Другим путем обогащения могут быть микроорганизмы (в т.ч. и современные), которые появляются на ВНК месторождения, аккумулируют ванадий и никель из вод на ВНК и активно окисляют УВ. Несомненно, вертикальные и латеральные пути миграции могли иметь место, что приводило к увеличению содержаний элементов, особенно никеля и ванадия.

Полученные нами данные по распределению элементов в составе пород и нефтей тиманского горизонта по площади Нижнечутинского месторождения свидетельствуют в пользу обогащения нижнечутинских нефтей элементами из пластовых вод, гидротерм и, предположительно, фумарол в пределах структур и образований вулканогенно-осадочного происхождения, из которых нефти унаследовали элементный состав.

Выводы

В пределах Ухтинской складки в наиболее приподнятой части, отложения верхнего рифея-доманика обогащены цезием, рубидием, иридием, рением, REE, мышьяком и другими элементами, что подтверждает развитие вулканогенно-осадочных образований. Нефти Ярегского и Нижнечутинского месторождений являются миграционными, при этом они отличаются как по составу элементов, так и по их содержанию. Нами установлено, что на Нижнечутинском месторождении металлоносность нефтей определяют пластовые минерализованные воды, гидротермальные воды кислого состава, а также свободные газы. Растворение последних в нефти приводит к обогащению элементами, которые сопоставимы с элементами разнотемпературных фумарольных возгонов в зоне действия современных вулканов.

Сравнение состава элементов нефтей пластов А и I с высоким содержанием летучих неметаллических элементов As, Br и металлов U, Ir с составом элементов разнотемпературных возгонов вулкана Толбачик (Камчатка) позволяет сделать вывод о возможном влиянии на состав нефти возгонов низкотемпературных газов (фумарол). Нефть пласта II+Б содержит неметаллические элементы F, Cl, Br, Si и металлы Fe, Al, Ca, K, REE. Такой состав нефти при сравнении с элементным составом фумарол вулкана Толбачик свидетельствует о вероятном влиянии на ее элементный состав высокотемпературных возгонов (фумарол). Нефти Ярегского месторождения, в отличие от нефтей Нижнечутинского месторождения, в целом имеют обедненный состав по большинству элементов. Исключением является содержание ванадия и никеля, для которых установлена их избирательная концентрация и превышение содержания на два-три порядка по сравнению

с другими элементами. Характерные признаки для нефтей Ярегского и Нижнечутинского месторождений прослежены по содержанию Th, V и значениям геохимических показателей U/Th, Th/Ba, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, As/Ba. По нашему мнению, различия в содержаниях Th, V и значениях приведенных выше показателей являются критериями поиска для углеводородов разных типов.

На основании сопоставления нефтей по геохимическим показателям выделены три типа нефтей: **ярегский тип** адсорбционно-биодеградированный с резко преобладающими содержаниями Ni, V и с обедненным содержанием элементов Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE (пласты III, II); **нижнечутинский высокотемпературный тип** с комплексом элементов высокотемпературных газовых возгонов и растворов кислого состава: Fe, Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Hf, Cs (пласт II+Б); **нижнечутинский низкотемпературный тип** с ассоциацией элементов низкотемпературных газовых возгонов и гидротерм кислого состава: As, Br, Ir, Cr, Ba, V, Sr, Hf, Pd, Au.

В свою очередь, наличие проявлений углеводородов (нефтей, обогащенных широким спектром металлов) является признаком распространения в верхней части разреза зон сульфидного оруденения. Это может рассматриваться как критерий для рудных залежей, формирующихся в разуплотненных зонах. Отметим, что установленные признаки гидротермального влияния (низкие значения pH, кислотное выщелачивание) на породы фундамента предполагает возможное образование в породах вторичных коллекторов за счет выноса элементов и их перераспределения. Аналогичные процессы в осадочных породах в одних условиях приводят к их «опесчаниванию», а в других к их окварцеванию и запечатыванию порового пространства рудными компонентами. В этом случае рудопроявления в доманиковой свите и вышезалегающих породах могут свидетельствовать не только о привносе рудного вещества, но также о его выносе из более глубоких горизонтов фундамента. Таким образом, рудопроявление в поверхностных условиях – признак возможного территориального совмещения в плане вторичных коллекторов на больших глубинах, в т.ч и в фундаменте. В связи с этим в рамках общей геофлюидальной модели сульфидные рудопроявления рассматриваются нами как дополнительные поисковые признаки при поиске углеводородов.

Благодарности/Финансирование

Авторы благодарят сотрудника геологического музея Ухтинского государственного технического университета Н.С. Сиваш и старшего научного сотрудника ФГБУ НИЦ «Курчатовский институт» – ПИЯФ канд. физ.-мат. наук И.С. Окунева, сотрудника Санкт-Петербургского государственного университета В.Ю. Михайловского за оказанную помощь.

Авторы глубоко признательны рецензентам за конструктивные замечания и предложения по структуре работы, доработка которых способствовала новому расширенному варианту статьи.

Данная статья подготовлена по материалам, полученным при финансовой поддержке ООО «Петрофизик» в рамках выполнения тематических работ 2016–2021 гг.

Литература

Арсанова Г.И. (2013). К геохимии цезия: источник цезия в термальных водах и кислых вулканитах. *Альманах Пространство и Время*, 4(1), 11 с. https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-2013arsanova-gik-geohimii-cs-istochnik-v-termalnyh-vodah-i-kislyh-vulkanita.pdf

Балашов А.Ю. (1976). Геохимия редкоземельных элементов. М: Наука, 133 с.

Берг Н.В. (2013). Полиметаллическая минерализация и её взаимосвязь со скоплениями углеводородов на примере отдельных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук.* Ухта, 24 с.

Багаутдинов Г.М., Хакимзянов И.Н., Разживин Д.А. (2011). Об особенностях разработки Нижнечутинского месторождения высоковязких нефтей Республики Коми. *Тезисы докладов XI научно-практ. конф.: Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.* М: Нефтяное хозяйство, с. 70.

Вассерман Б.Я. (1964). О формировании залежей нефти и газа в девонских отложениях Юго-Восточного Притиманья. *Геология нефти и газа Северо-Востока Европейской части СССР*. М: Недра, с. 33–53.

Гольдберг И.С. (1990). Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах. *Геология нефти и газа*, 3, с. 2-7.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Плотникова И.Н. (2012). Информативность малых элементов в нефтяной геологии. *Георесурсы*. 5(42), с. 24-31.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Черненкова А.И. (2016). Роль глубинных процессов в формировании углеводородных скоплений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 3, с. 86-99.

Дубинин А.В. (2006). Геохимия редкоземельных элементов в океане. Ред. И.И. Волков. М: Наука, 360 с.

Завьялов В.А. (1966). Геохимия и микроэлементы доманиковых отложений южного Притиманья. М: Наука, 155 с.

Лебедев В.А., Землянский В.Н. (2016). Рифейско-вендский складчатый фундамент Среднего Тимана. Ухта: УГТУ, 274 с.

Лоджевская М.И., Кравченко М.Н. (2018). Влияние глубинных геофлюидодинамических процессов на формирование уникальных месторождений нефти и газа в интервале 2–11 км в осадочном чехле и фундаменте. *Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4. Труды Межд. конф.: Дегазация Земли: геология и экология – 2018*».

Макарова И.Р., Тарбаева В.М., Сиваш Н.С., Мартынов Э.А. (2016). Кремнисто-сланцевые отложения доманикового горизонта Ухтинского района – перспективный объект поликомпонентного минерального сырья. Экологические последствия их освоения. *Мат. Всеросс. научной конф.: Роль науки в решении проблем региона и страны: фундаментальные и прикладные исследования.* Петрозаводск, с. 278-282.

Макарова И.Р., Лаптев Н.Н., Горобец С.А., Валиев Ф.Ф., Яфясов А.М., Сергеев В.О., Зиппа А.И., Суханов Н.А., Макаров Д.К., Гришканич А.С. (2021). Применение методов гамма-спектроскопии и ИК-спектроскопии для целей поисковой геологии в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (на примере Ухтинского района). *Георесурсы*, 23(1), с. 17–29. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.2

Михайлик П.Е., Вишневская И.А., Михайлик Е.В., Блохин М.Г., Червяковская М.В., Рашидов В.А., Ren X. (2021). Генезис и изотопный состав Nd железомарганцевых образований Охотского моря и Курильской островной дуги. *Геология и геофизика*, 9, с. 1309-1326.

Муравьева М.К., Сиваш Н.С., Макарова И.Р. (2015). Сульфидная минерализация как геохимический критерий выявления скоплений углеводородов в доманике Ухтинского района. *EAGE/SPE Joint Workshop. Exploration of shale oil resourse and reserves*. Moscow.

Овчинников Э.Н., Алабушин А.А., Гайдеек В.И., Лещенко В.Е. (1990). Некоторые результаты параметрического бурения на рифей-вендский комплекс Ухтинского района. *Геология нефти и газа*, 12, с. 7-12.

Пеков И.В., Агаханов А.А., Зубкова Н.В., Кошлякова Н.Н., Щипалкина Н. В., Сандалов Ф.Д., Япаскурт В.О., Турчкова А.Г., Сидоров Е.Г. (2020). Фумарольные системы окислительного типа на вулкане Толбачик – минералогический и геохимический уникум. *Геология и геофизика*, 61(5–6), с. 826-843.

Плякин А.М., Лебедева К.В., Минова Н.П., Бакулина Л.П., Емелина Н.А. (2000). Геологическое строение и полезные ископаемые Ухтинского и Сосногорского районов Коми. Ухта: УГТУ. 11 с.

Пунанова С.А. (2017). Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью. *Автореф. дисс. доктора геол. мин.-наук*. М, 44 с.

Сиваш Н.С., Берг Н.В. (2010). Колчеданно-полиметаллическая минерализация в рифах Ухтинского района. Рифы и карбонатные псефитолиты. Сыктывкар: Геопринт, с. 166-168.

Сиваш Н.С., Макарова И.Р., Муравьева М.К. (2016). Модель распределения углеводородной и рудной составляющих геофлюидальных систем в осадочном чехле Ухтинского района. *5-е Кудрявцевские Чтения: Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа*. М: ЦГЭ, 4 с.

Тейлор С.Р., Мак-Леннан С.М. (1988). Континентальная кора, ее состав и эволюция. М: Мир, 384 с.

Чахмахчев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М: Недра, 231 с.

Шилов Л.П., Плякин А.М. Алексеев В.И. (2009) Тиманский кряж. Литология и стратиграфия, геофизическая характеристика Земной коры, тектоника, минерально-сырьевые ресурсы. Ухта: УГТУ, т. 2, 460 с.

Юманов Ф.Л., Сиваш Н.С., Иванов Н.Ф. и др. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 200 000. Серия Тиманская. Лист P-39-VI (Ухта). Объяснительная записка. М: МФ ВСЕГЕИ, 251 с.

Makarova, I.R., Valiev, F.F., Gorobets, S.A. et al. (2022). Using Gamma-Ray Spectrometry with a Germanium Detector for Exploratory Oil and Ore Geology. *Bull. Russ. Acad. Sci. Phys.,* 86, pp. 976-980. https://doi.org/10.3103/S1062873822080123

McLennan S.M. (1989). Rare earth elements in sedimentary rocks. Geochemistry and mineralogy of rare earth elements. Washington D.C., pp. 169-200. (Rev.Miner.Vol.21).

Сведения об авторах

Семен Алексеевич Горобец – начальник отдела
ООО «Газпром инвест»
Россия, 190005, Санкт-Петербург, Митрофаньевское шоссе, д. 2, корп. 9/В

Николай Николаевич Лаптев – директор
ООО «Петрофизик»
Россия, 169347, Республика Коми, Ухта, РП Ярега, пос. Нижний Доманик, ул. Шевченко, д. 5

Ирина Ральфовна Макарова – канд. геол-мин. наук, ведущий геолог, ООО «Петрофизик»
Россия, 169347, Республика Коми, Ухта, РП Ярега, пос. Нижний Доманик, ул. Шевченко, д. 5

Аркадий Яковлевич Голдобин – главный геолог
ООО «Нефтегазпромтех»
Республика Коми, Ухта, 169313, ул. Тиманская, д. 8

Фархат Фагимович Валиев – д. физ.-мат. наук, профессор кафедры ядерно-физических методов исследования, Научно-исследовательский институт физики имени В.А. Фока
Санкт-Петербургский государственный университет
Россия, 198504, Санкт-Петербург, Петродворец, ул. Ульяновская, д. 1

Адиль Маликович Яфясов – д. физ.-мат. наук, профессор кафедры электроники твердого тела, Научно-исследовательский институт физики имени В.А. Фока
Санкт-Петербургский государственный университет
Россия, 198504, Санкт-Петербург, Петродворец, ул. Ульяновская, д. 1

Дмитрий Константинович Макаров – аспирант кафедры геологии и геоэкологии, Российский государственный педагогический университет имени А.И. Герцена
Россия, 191186, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, 48, корп. 12

Статья поступила в редакцию 01.10.2021;
Принята к публикации 27.05.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model

S.A. Gorobets[1], N.N. Laptev[2], I.R. Makarova[2], A.Y. Goldobin[3], F.F. Valiev[4], A.M. Yafyasov[4], D.K. Makarov[5]
[1] Gazprom invest LLC, Saint Petersburg, Russian Federation
[3] Petrophysic LLC, Ukhta, Russian Federation
[3] Neftegazpromtech LLC, Ukhta, Russian Federation
[4] Saint Petersburg State University, Saint Petersburg, Russian Federation
[5] Herzen Russian State Pedagogical University, Saint Petersburg, Russian Federation
[*] Corresponding author: Irina R. Makarova, e-mail: makarova_i_r@mail.ru

Abstract. This work is a continuation of a cycle of studies on the generalization of geochemical information on the content of elements in the composition of rocks and oils in the area of the Ukhta anticline of Southern Timan region. Based on the values of yttrium (Y/Ho) and cerium anomalies (Ce sample/Ce*PAAS) established in modern sedimentary basins, the studied rocks of the Upper Devonian are divided according to the conditions of formation and transformation into predominantly hydrothermal and hydrogenous. It is shown that, depending on these conditions; zones of hydrothermal and hydrogenous mineralization with an increased content of Zn, Cu, Co, V, Mn, and Mo are formed. As a result of a comparative analysis of the content of elements in oils and the values of geochemical ratios U/Th, V/Ba, Th/Ba, As/Ba, three types of oils were identified: Yaregsky, Nizhnechutinsky high-temperature, and Nizhnechutinsky low-temperature. The values of these indicators are considered as search criteria for a certain type of oil.

Keywords: elemental composition of oil and rocks, types of metal-bearing oils, ore occurrences in oil-bearing territories, geochemical criteria for the search for minerals and oils

Acknowledgements

Authors thank N.S. Sivash, an employee of the geological Museum of Ukhta State Technical University, I.S. Okunev, a senior researcher of NRC «Kurchatov Institute» - PNPI, and V.Yu. Mikhailovky, an employee of Saint Petersburg State University for their help.

The authors are deeply grateful to the anonymous reviewers, whose comments and suggestions made it possible to significantly improve the work.

This article was prepared based on the materials received with the financial support of Petrophysic LLC as part of the thematic work in 2016–2021.

Recommended citation: Gorobets S.A., Laptev N.N., Makarova I.R., Goldobin A.Ja., Valiev F.F., Yafyasov A.M., Makarov D.K. (2022). Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 49–68. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4

References

Arsanova G.I. (2013). To the Geochemistry of caesium: a source of caesium in the thermal waters and acid volcanites. *Al'manakh Prostranstvo i Vremya*, 4(1), 11 p. (In Russ.) https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-2013arsanova-gik-geohimii-cs-istochnik-v-termalnyh-vodah-i-kislyh-vulkanita.pdf

Bagautdinov G.M., Khakimzyanov I.N., Razzhivin D.A. (2011). About the peculiarities of the development of Nizhnechutinskoye deposit of high-viscosity oils of the Komi Republic. *Sci. and pract. conf.: Geology and development of deposits with hard-to-recover reserves*. *Abstracts*. Moscow: Neftyanoe khozyaystvo, p. 70. (In Russ.)

Balashov A.Yu. (1976). Geochemistry of rare earth elements. Moscow: Nauka, 133 p. (In Russ.)

Berg N.V. (2013). Polymetallic mineralization and its relationship with the hydrocarbon accumulations on the example of separate areas of Timan-Pechora oil-and-gas province. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Ukhta, 24 p. (In Russ.)

Chakhmakhchev V. A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)

Dubinin A.V. (2006). Rare earth elements geochemistry in the ocean. Ed. I.I. Volkov. Moscow: Nauka, 360 p. (In Russ.)

Goldberg I.S. (1990). Naphthametallogenic provinces of the world and the genesis of ore concentrations in heavy oils and bitumens. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 2-7. (In Russ.)

Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Malinina S.S., Chernenkova A.I. (2016). The role of deep processes in the formation of hydrocarbon accumulations of Timan-Pechora oil-and-gas province. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 86-99. (In Russ.)

Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Plotnikova I.N. (2012). The informativity of minor elements in oil geology. *Georesursy = Georesources*, 5(42), pp. 24–31. (In Russ.)

Lebedev V.A., Zemlyansky V.N. (2016). The Riphean-Vendian folded basement of Middle Timan. Ukhta: USTU, 274 p. (In Russ.)

Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N. (2018). The influence of deep geofluidodynamic processes on the formation of unique oil and gas deposits in the range of 2-11 km in the sedimentary cover and basement. *Proc. Int. Conf.: Degassing of the Earth: geology and ecology*, 8 p. (In Russ.)

Makarova I.R., Laptev N.N., Gorobets S.A., Valiev F.F., Yafyasov A.M., Sergeev V.O., Zippa A.I., Sukhanov N.A., Makarov D.K., Grishkanich A.S. (2021). Application of gamma-ray spectroscopy and IR-spectroscopy methods for the purposes of ore geology in the Timan-Pechora Oil and Gas Province (the case of Ukhta Region). *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 17-29. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.2

Makarova I.R., Tarbaeva V.M., Sivash N.S., Martynov E.A. (2016). Siliceous-shale sediments from domanic horizon of the Ukhta district are a promising object of multicomponent mineral raw materials. Ecological consequences of their development. *Proc. All-Russian Sci. Conf.: The role of science in solving the problems of the region and the country: fundamental and applied research*, pp. 278-282. (In Russ.)

Makarova, I.R., Valiev, F.F., Gorobets, S.A. et al. (2022). Using Gamma-Ray Spectrometry with a Germanium Detector for Exploratory Oil and Ore Geology. *Bull. Russ. Acad. Sci. Phys.,* 86, pp. 976-980. https://doi.org/10.3103/S1062873822080123

McLennan S.M. (1989). Rare earth elements in sedimentary rocks. Geochemistry and mineralogy of rare earth elements. Washington D.C., pp. 169-200. (Rev.Miner.Vol.21).

Mikhaylik P.E., Vishnevskaya I.A., Mikhaylik E.V., Blokhin M.G., Chervyakovskaya M.V., Rashidov V.A., Ren X. (2021). Genesis and Nd Isotope Composition of Ferromanganese Deposits of the Sea of Okhotsk and the Kuril Island Arc. *Russ. Geol. Geophys*., 62(9), pp. 1074-1087. https://doi.org/10.2113/RGG20194142

Muravyeva M.K., Sivash N.S., Makarova I.R. (2015). Sulfide mineralization as a geochemical criteria for detecting hydrocarbon accumulations in the domanic sediments of Ukhta region. *EAGE/SPE Joint Workshop/ Exploration of shale oil resourse and reserves*. Moscow. (In Russ.)

Ovchinnikov E.N., Alabushin A.A., Gaideek V.I., Leshchenko V.E. (1990). Some results of parametric drilling on the Riphean-Vendian complex around the Ukhta region. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 1, pp. 7-12. (In Russ.)

Pekov I. V., Agakhanov A. A., Zubkova N. V., Koshlyakova N. N., Shchipalkina N. V., Sandalov F. D., Yapaskurt V. O., Turchkova A. G., Sidorov E. G. (2020). Fumarolic systems of oxidative type on Tolbachik volcano – mineralogical and geochemical unique. *Russ. Geol. Geophys*., 61(5-6), pp. 826-843.

Plyakin A.M., Lebedeva K.V., Minova N.P., Bakulina L.P., Emelina N.A. (2000). Geological structure and mineral resources from the Ukhta and Sosnogorsk regions of Komi Republic. Ukhta: USTU, 11p. (In Russ.)

Punanova S.A. (2017). Microelements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons in the connection with oil-and-gas content. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, 44 p. (In Russ.)

Shilov L.P., Plyakin A.M. Alekseev V.I. (2009). Timansky ridge. Lithology and stratigraphy, geophysical characteristics of the Earth's crust, tectonics, mineral resources. Ukhta: USTU, vol. 2, 460 p. (In Russ.)

Sivash N. S., Makarova I. R., Muravyeva M. K. (2016). Model of the distribution of hydrocarbon and ore components of geofluidic systems in the sedimentary cover of Ukhta region. *The Fifth Kudryavtsev's memory Readings. All-Russian Conference on the deep genesis of oil and gas.* Moscow: CGE. (In Russ.)

Sivash N.S., Berg N.V. (2010). Pyrite-polymetallic mineralization in the reefs of Ukhta region. Reefs and carbonate psephitolites. Syktyvkar: Geoprint, pp. 166-168. (In Russ.)

Taylor S.R., McLennan S.M. (1988). Continental crust, its composition and evolution. Moscow: Mir, 384 p. (In Russ.)

Wasserman B.Ya. (1964). About the formation of oil and gas reservoirs in the Devonian sediments of South-Eastern Pritimanye. Geology of oil and gas in the North-East of European part of the USSR. Moscow: Nedra, pp. 33-53. (In Russ.)

Yumanov F.L., Sivash N.S., Ivanov N.F. et al. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 200 000. Timanskaya Series. Sheet P-39-VI (Ukhta). *Explanatory note.* Moscow: VSEGEI, 251 p. (In Russ.)

Zavyalov V.A. (1966). Geochemistry and microelements of domanic sediments of the southern Pritimanye. Moscow: Nauka, 155 p. (In Russ.)

About the Authors

Semen A. Gorobets – Head of the Department
Gazprom invest LLC
Build. 9/B, 2, Mitrophanevskoe highroad, Saint Petersburg, 190005, Russian Federation

Nikolay N. Laptev – Director of the Petrophysic LLC
5, Shevchenko st., Nizhnii Domanik vill., pgt Yarega, Ukhta, 169347, Russian Federation

Irina R. Makarova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Geologist of the Petrophysic LLC
5, Shevchenko st., Nizhnii Domanik vill., pgt Yarega, Ukhta, 169347, Russian Federation

Arkady Ya. Goldobin – Chief Geologist
Neftegazpromtekh LLC
8, Timanskaya st., Uhta, 169313, Russian Federation

Farhat F. Valiev – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor of the Department of Nuclear Physics Research Methods, Saint Petersburg State University
1, Ulyanovskaya st., Saint Petersburg, 198504, Russian Federation

Adil M. Yafyasov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor of the Department of Solid State Electronics, Saint Petersburg State University
1, Ulyanovskaya st., Saint Petersburg, 198504, Russian Federation

Dmitry K. Makarov – Postgraduate student of the Department of Geology and Geoecology, Herzen University
48, riv. Moika emb., Saint Petersburg, 191186, Russian Federation

Manuscript received 1 October 2021;
Accepted 27 May 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.5

УДК 553.98

Изучение истории формирования Северо-Тамбейского структурного поднятия с использованием данных сейсморазведки 3D

Ю.А. Загоровский

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru

В работе приведены сведения о геолого-геофизической изученности, геологическом строении и запасах газа Тамбейского газоконденсатного месторождения, расположенного на севере полуострова Ямал. Описаны проблемы картирования залежей газоконденсата в меловых и юрских отложениях. Для объяснения причин рекордной многозалежности данного месторождения и неоднородности насыщения массивных резервуаров мелового возраста газом приведены данные палеотектонического анализа, кратко описана методика и перечислены исходные данные. Показаны структурные карты и карты изопахит, показывающие конфигурацию структурных элементов осадочного чехла и фундамента и их эволюцию в юрское и меловое время. Сделаны выводы о том, что отдельные структурные элементы площади работ развивались довольно независимо друг от друга с начала юры и до конца сеномана, и что современную форму и размеры Северо-Тамбейское структурное поднятие приобрело в неогене-квартере. Приведены сведения о газоносности юрского интервала разреза. Молодой возраст Северо-Тамбейского структурного поднятия, уникально высокая плотность размещения на нём газовых и газоконденсатных залежей, неоднородность насыщения массивных резервуаров мелового возраста газом, обширные залежи газоконденсата с аномально высоким пластовым давлением в юрском интервале разреза – все эти факты говорят в пользу гипотезы о том, что Тамбейское газоконденсатное месторождение находится в стадии активного формирования и в настоящее время. Углеводородные газы, поступающие из глубокозалегающих юрских отложений, ещё не успели равномерно распределиться по вышележащим меловым резервуарам.

Ключевые слова: палеотектонический анализ, сейсморазведка, Северо-Тамбейское структурное поднятие, Тамбейское газоконденсатное месторождение, сеноман, аномально высокое пластовое давление, танопчинская свита

Для цитирования: Загоровский Ю.А. (2022). Изучение истории формирования Северо-Тамбейского структурного поднятия с использованием данных сейсморазведки 3D. *Георесурсы*, 24(3), с. 69–76. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.5

Введение

Тамбейское газоконденсатное месторождение – центр Тамбейского кластера газодобычи, формируемого ПАО «Газпром» на берегу Обской губы в северо-восточной части полуострова Ямал (рис. 1).

Месторождение открыто в 1982 году скважиной № 16 «Главтюменьгеологии». В период с 1980 по 1994 гг. в пределах Северо-Тамбейского структурного поднятия, контролирующего центральную часть Тамбейского месторождения, пробурено 33 поисково-разведочных скважины, открыты и разведаны залежи газа и газоконденсата в 40 пластах песчаников мелового и юрского возраста. По состоянию на 2018 год запасы газа Тамбейского месторождения составили 7,7 триллионов кубометров (Давыдов, 2018). В настоящее время Тамбейское газоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в мире по запасам природного газа.

Разрез месторождения типичен для северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. Терригенные толщи кайнозойского, мелового и юрского возраста перекрывают комплекс доюрских горных пород. Какие именно доюрские горные породы залегают на территории Тамбейского месторождения, сказать сложно, так как ни на площади месторождения, ни на севере полуострова Ямал до сих пор нет скважин, вскрывающих подошву юрских отложений. Стратиграфическое расчленение разреза месторождения по данным бурения и сейсморазведки представлено на рис. 2.

До 2011 г. модели залежей газоконденсата базировались на материалах сейсморазведки 2D. В 2009–2011 гг. территория Тамбейского месторождения была покрыта сейсморазведкой 3D (рис. 1). Автор принимал участие в интерпретации 3D сейсморазведочных данных на Северо-Тамбейской площади, выполнял палеотектонический анализ.

Материалы сейсморазведки 3D позволили получить большой прирост геологической информации, детализировать модели залежей углеводородов. Привлекает внимание удивительно резкая изменчивость характера флюидонасыщения пластов песчаников танопчинской свиты аптского возраста (рис. 3, 4). Для построения моделей залежей газоконденсата в этих пластах интерпретатору приходилось проявлять особенную изобретательность. По результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки и бурения в 40 продуктивных пастах было выделено 164 (!) отдельных газовых и газоконденсатных

© 2022 Ю.А. Загоровский

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

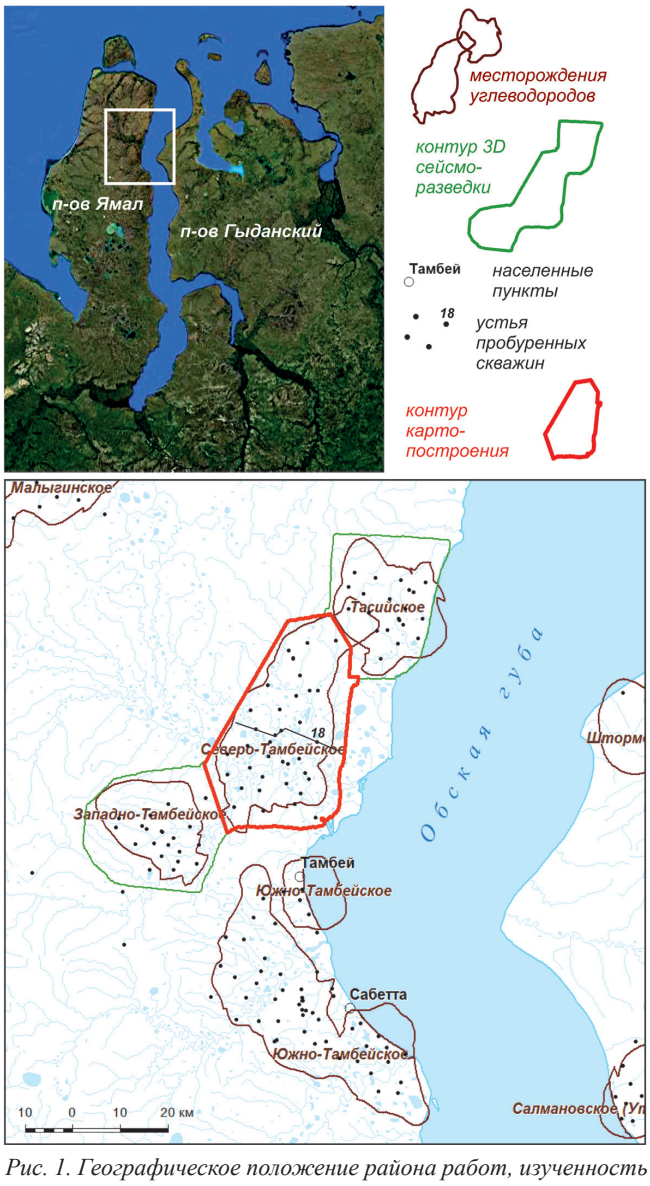


Рис. 1. Географическое положение района работ, изученность его бурением и сейсморазведкой 3D

залежи. Даже среди многопластовых месторождений углеводородов Западно-Сибирского осадочного бассейна это практически рекордное скопление залежей, сосредоточенных в пределах одного структурного поднятия.

Для объяснения причин рекордной многозалежности Тамбейского месторождения и неоднородности насыщения массивных резервуаров мелового возраста газом следует привлечь в том числе и данные палеотектонического анализа.

Методика исследования

Известным методом реконструкции локальных палеотектонических движений является изучение изменения мощности разновозрастных осадочных толщ по площади (метод мощностей).

Практика использования метода мощностей на большом числе примеров показывает, что если оперировать слоями с толщиной не меньше, чем в несколько сотен метров, то в подавляющем числе случаев толщина (мощность) отложений между одновозрастными поверхностями седиментации может приниматься за меру прогибания земной коры с хорошей степенью приближения, даже без каких-либо поправок на изменение высотного положения поверхности (Белоусов, 1976). Это связано с тем, что большинство осадков, наблюдаемых в геологических разрезах на материках, принадлежит либо к мелководным морским отложениям, образовавшимся на шельфе (на глубине не более 200 м), либо к отложениям прибрежных аллювиальных равнин (где осадки континентальных фаций образуются на высоте не более 100 м над уровнем моря) (Белоусов, 1976). Следовательно, уровень осадкообразования в большинстве случаев менялся мало, и поверхность осадконакопления в общих чертах была субпараллельна общему базису эрозии (поверхности мирового океана). За редкими исключениями, это справедливо для всего осадочного чехла платформ (Белоусов, 1976). Поверхности мощных выдержанных по площади глинистых толщ глубоководно-морского генезиса, маркирующие эпохи глобального повышения уровня мирового океана и наиболее точно показывающие одновозрастные поверхности седиментации, являются наиболее значимыми для палеотектонического анализа. Если принять, что большинство одновозрастных геологических поверхностей при осадконакоплении были субпараллельны базису эрозии и уровню мирового океана, то изменение толщины осадков по площади несёт информацию о тектонических движениях. Уменьшение мощности осадков между первично субгоризонтальными геологическими поверхностями в своде поднятия говорит о его конседиментационном росте, унаследованности. Неизменность или увеличение мощности осадков между первично субгоризонтальными геологическими поверхностями в своде структурного поднятия говорит о постседиментационных тектонических движениях (Наумов и др., 1983) («навешанные» поднятия, «штампованный» тип структур) (рис. 5).

При оперировании мощностями в сотни и тысячи метров метод достаточно надёжно позволяет оценить интегральные характеристики (направление и амплитуду) тектонических движений за период осадконакопления.

Используемые в тексте термины «прогибание» и «воздымание» не несут глобального смысла. Например, описывая образование положительной структуры, мы не соотносим направление локальных движений с региональными (такими как некомпенсированное прогибание Западно-Сибирского бассейна в неокоме или воздымание его северной части в олигоцене, сопровождавшееся полным размывом отложений неогена), а подразумеваем только, что относительное воздымание купола локального структурного поднятия происходит за счёт прогибания его крыльев, и, наоборот, крылья прогибаются относительно купола.

Исходные данные

Для реконструкции развития Северо-Тамбейского структурного поднятия в границах съемки 3D использован анализ достаточно мощных интервалов разреза, так что толщины между использованными горизонтами отражают вертикальные движения структурных элементов, расположенных на площади работ. Все использованные границы приурочены к кровлям и подошвам глинистых толщ, накопленных в условиях относительно глубокого моря, на выровненных ложах древних морей. Поэтому в пределах площади использованные границы можно считать одновозрастными.

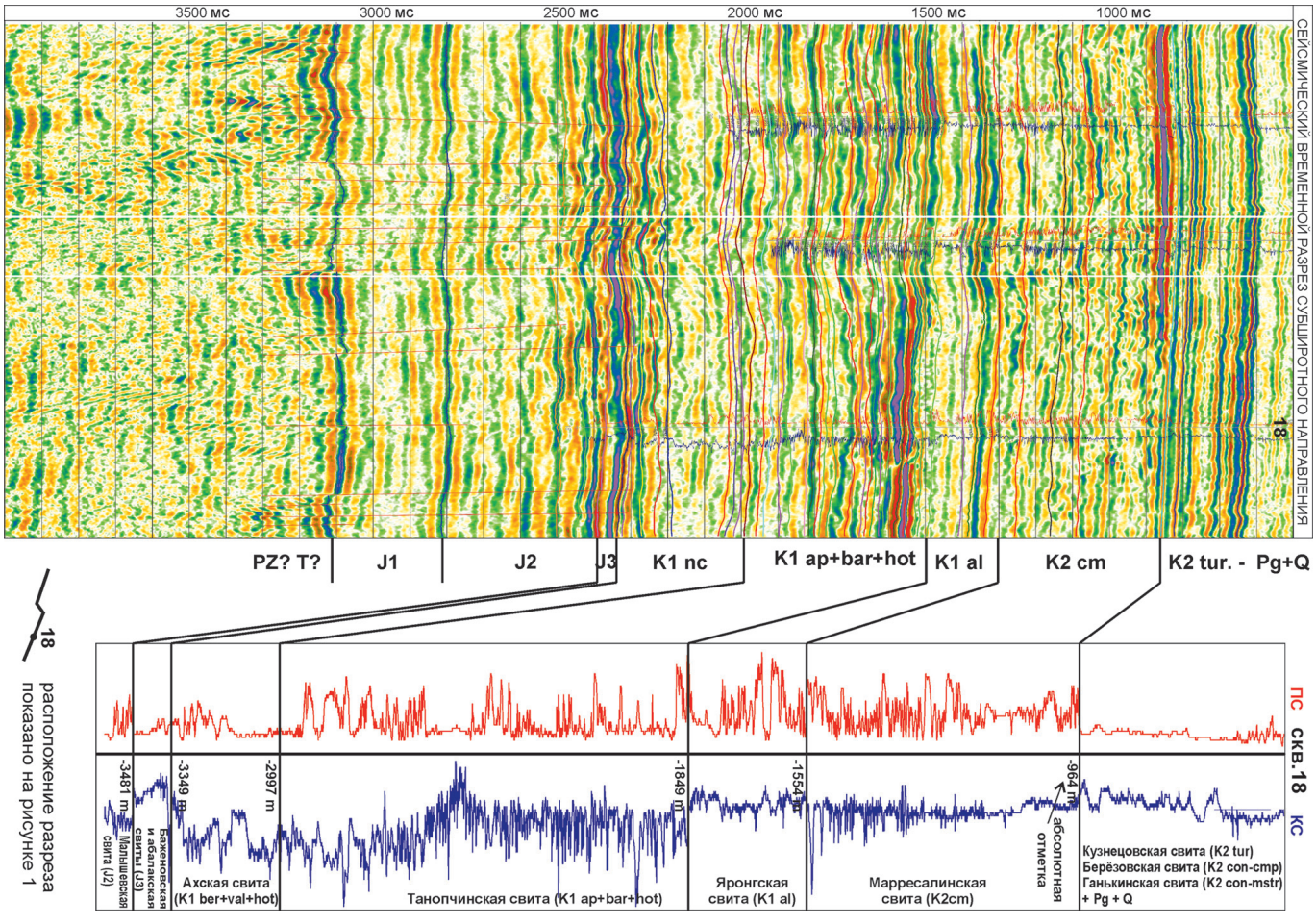


Рис. 2. Геологическое строение площади работ по данным сейсморазведки и бурения

Среди использованных границ (рис. 2) – кровля отложений нижней подсвиты березовской свиты (сантон, коньяк), подошва толщи глин кузнецовской свиты (кровля сеноманских отложений, кровля газоносного пласта ПК1), кровля пласта ХМ2, расположенная ненамного ниже кровли глинистых альбских отложений яронгской свиты и конформная ей, кровля пласта БЯ8 (можно считать примерно конформной кровле готеривских отложений), кровля верхней юры, кровля среднеюрских отложений, кровля тогурской пачки глин тоарского возраста (средняя подсвита джангодской свиты) и поверхность акустического фундамента (доюрского основания).

Структурные карты, использованные для актуализации моделей залежей углеводородов и для тектонического анализа, построены в результате комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3D и бурения в 2011 году. Для построения структурной карты по кровле сеноманских отложений использованы материалы 32 скважин, по кровле пласта ХМ2 – 33 скважин (одна скважина не картирована в интервале сеномана), по кровле пласта БЯ8 – 26 скважин. Кровлю юрских отложений в пределах Северо-Тамбейского структурного поднятия в 2011 году вскрывала всего лишь одна скважина №18 (рис. 1), она остановлена в среднеюрских отложениях.

Результаты работ

К концу нижнеюрской эпохи значительно расчленённый палеорельеф доюрского основания Западной Сибири стал выровненным участком ложа глубоководного моря, о чём свидетельствует характерное для Ямало-Гыданской синеклизы Западной Сибири распространение глин тоарского возраста – регионального сейсмогеологического репера (средняя подсвита джангодской свиты, одновозрастна тогурской пачке глин центральных районов бассейна) (Нежданов, 2004). Расположенный в центральной части площади древний выступ доюрского основания (массив трёхгранной формы высотой примерно 100 м (рис. 6а)) оказался целиком погребённым под слоем нижнеюрских отложений и почти не испытывал последующего воздымания (рис. 6б). Зато северная линейно вытянутая цепочка поднятий обнаруживает значительную тектоническую активность на протяжении всего юрского периода. Также продолжают воздымание периферийные участки площади, окаймляющие центр площади работ с юга, о чём свидетельствуют значительные вариации мощности юрских отложений, утоняющихся на приподнятых северных и юго-западных блоках и компенсирующих серию глубоких (60–70 м) вытянутых прогибов (эрозионные долины) центральной и западной частей площади. Возможно предположить, что прогибы были заполнены грубообломочным материалом, поступавшим с размываемых приподнятых участков на востоке, и в них в нижнеюрскую эпоху были сформированы толщи грубообломочных отложений (конгломераты, гравелиты, брекчии).

К началу келловея территория севера Западной Сибири представляла из себя дно мелководного бассейна, о чём свидетельствует распространение мористых отложений малышевской свиты большехетской серии (бат-келловей).

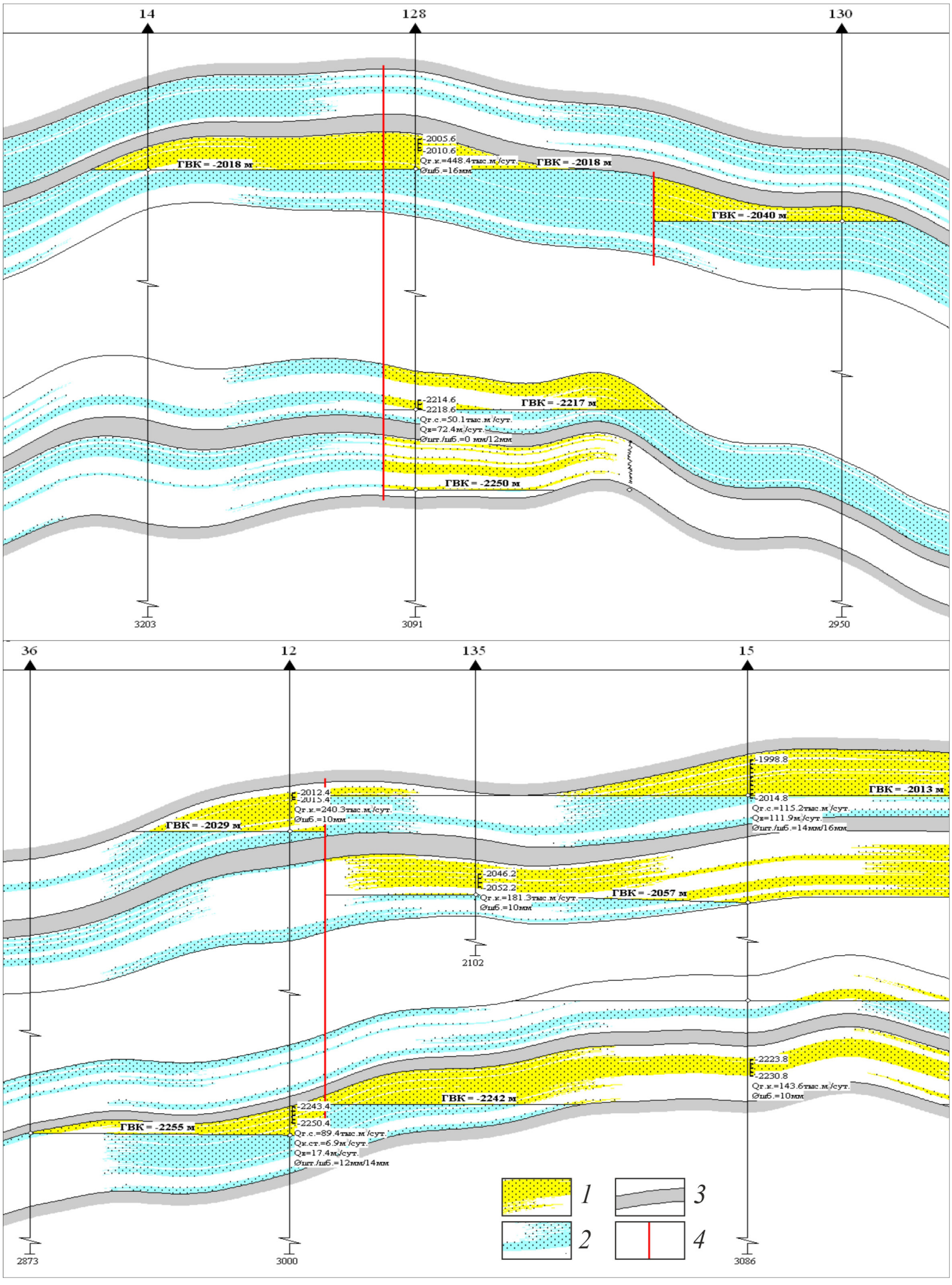


Рис. 3. К особенностям строения залежей газоконденсата в пластах песчаников танопчинской свиты (апт) на Северо-Тамбейской площади (по материалам ООО «ТюменНИИгипрогаз»). 1 – газонасыщенный коллектор, 2 – водонасыщенный коллектор, 3 – глина, 4 – разломы)

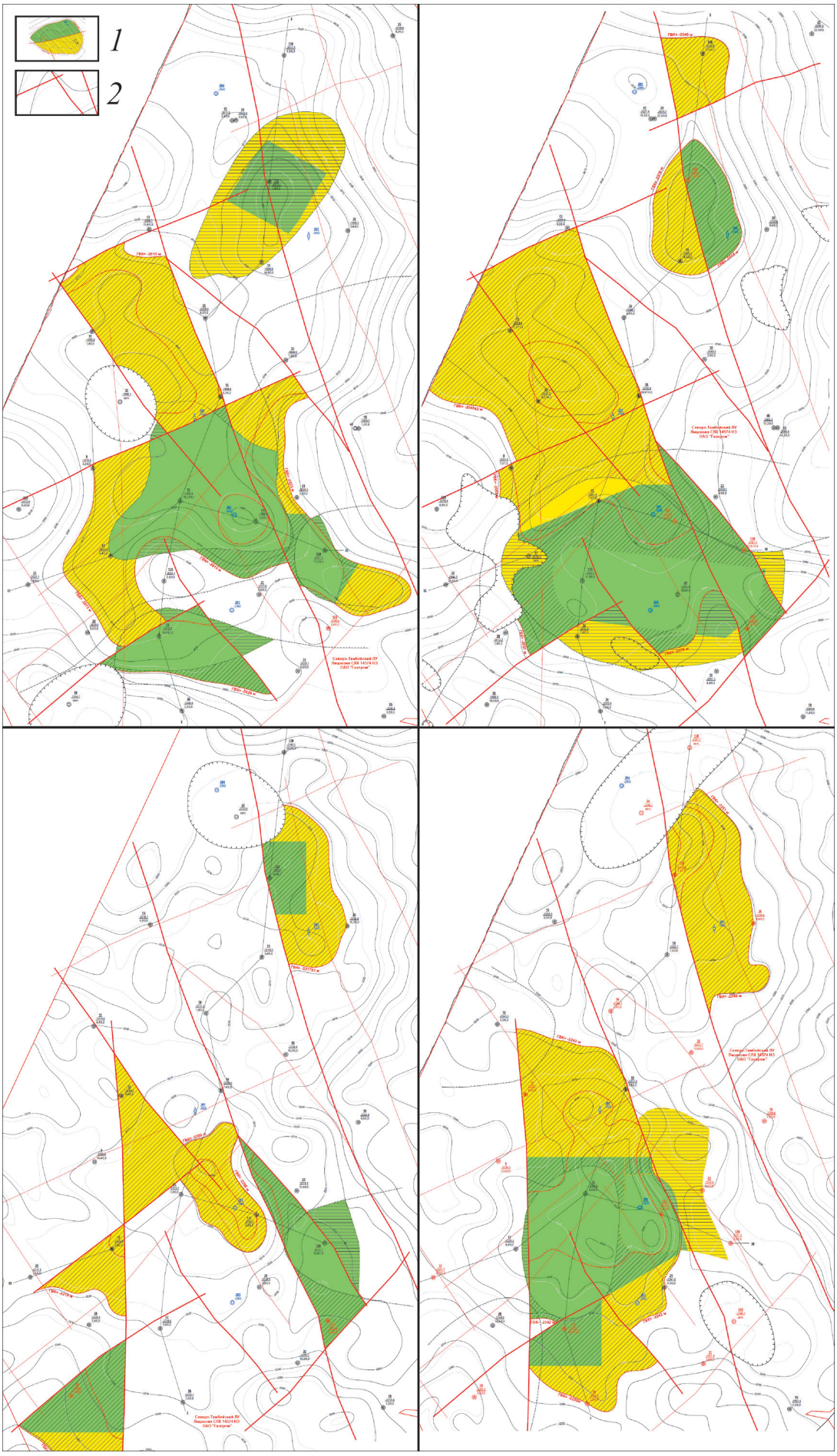


Рис. 4. Модели залежей газоконденсата в пластах танопчинской свиты (апт) Северо-Тамбейского месторождения (по материалам ООО «ТюменНИИгипрогаз»). 1 – залежи газоконденсата, 2 – разломы

В позднеюрскую эпоху уровень мирового океана значительно повысился (Haq et al., 1987; Нежданов, 2004), на обширной территории современной Западной Сибири образовался внутриконтинентальный бассейн – море, где накапливались толщи глин абалакской и баженовской свит.

На протяжении неокома образовавшийся в поздней юре морской бассейн заполняется осадочным материалом. К концу готерива на площади работ глубоководная впадина баженовского моря была засыпана, уровень моря значительно понизился, территория могла периодически осушаться, на что указывает наличие в барремских пластах нижней части танопчинской свиты прослоев углей.

К концу готерива структурный план территории претерпел значительные изменения (рис. 6б). Северный линейно вытянутый купол древнего заложения сохранился, однако значительно изменил свою форму, разделившись на серию разбросанных изометричных поднятий, а в центральной части территории появился небольшой по площади, но не менее амплитудный, чем северные поднятия, куполок (рис. 6б), совпадающий с центром южного купола современного структурного поднятия (рис. 6в).

Позднемеловая эпоха отличается низким уровнем тектонической активности. Значительная мощность сеноманских отложений весьма выдержана по площади (690–730 м), что свидетельствует о компенсации готеривских прогибов и поднятий субконтинентальными отложениями танопчинской свиты в барреме-апте (рис. 6г). Перекрывающая танопчинские пласты пачка глин альбского возраста (яронгская свита) практически субпараллельна кровле отложений сеномана и слегка (до 20 м) приподнята к центру северного купола, что означает его рост на протяжении сеномана. К концу мелового периода изогипсы кровли сеномана раскрываются на юг (рис. 6д), очаг активного воздымания формируется на территории Западно-Тамбейского участка.

Современную форму Северо-Тамбейское структурное поднятие приобрело в результате восходящих постмеловых движений, коренным образом изменивших верхнемеловой структурный план площади. На региональный масштаб воздымания указывает полное отсутствие в разрезе севера Западной Сибири неогеновых осадков, сохранившихся в южных частях бассейна (Рудкевич, 1974). Для разреза Северо-Тамбейского месторождения характерны выполаживание снизу вверх и генерализация двухкупольной структуры юрских и меловых поверхностей седиментации таким образом, что современная кровля сеномана имеет вид единой замкнутой структуры с амплитудой в 45–50 м (рис. 6е). Для северо-западной части площади характерна инверсия структурного плана: под сводом поднятия поверхности отложений сеномана расположен прогиб фундамента (рис. 6в, 6е).

По результатам палеотектонического анализа можно сделать вывод, что современный структурный план Северо-Тамбейского поднятия сформирован на неотектоническом этапе. Существовавшие ранее на площади работ локальные структурные поднятия имели гораздо меньшие размеры и подвергались значительным деформациям на протяжении всей истории формирования осадочного чехла.

Выводы

В результате проведения палеотектонического анализа с использованием данных сейсморазведки 3D показано, что Северо-Тамбейское структурное поднятие образовалось на неотектоническом этапе.

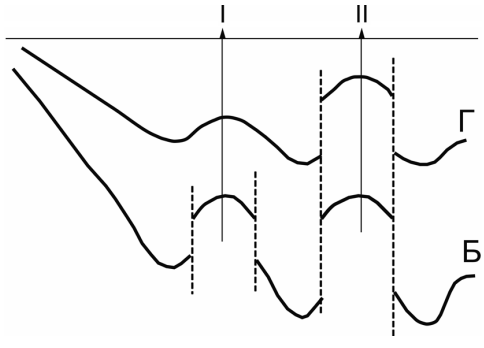


Рис. 5. Принципиальная схема, показывающая связь распределения осадочных горных пород между первично субгоризонтальными геологическими поверхностями с историей развития локальных структурных поднятий: унаследованного (поднятие I) и штампованного (поднятие II)

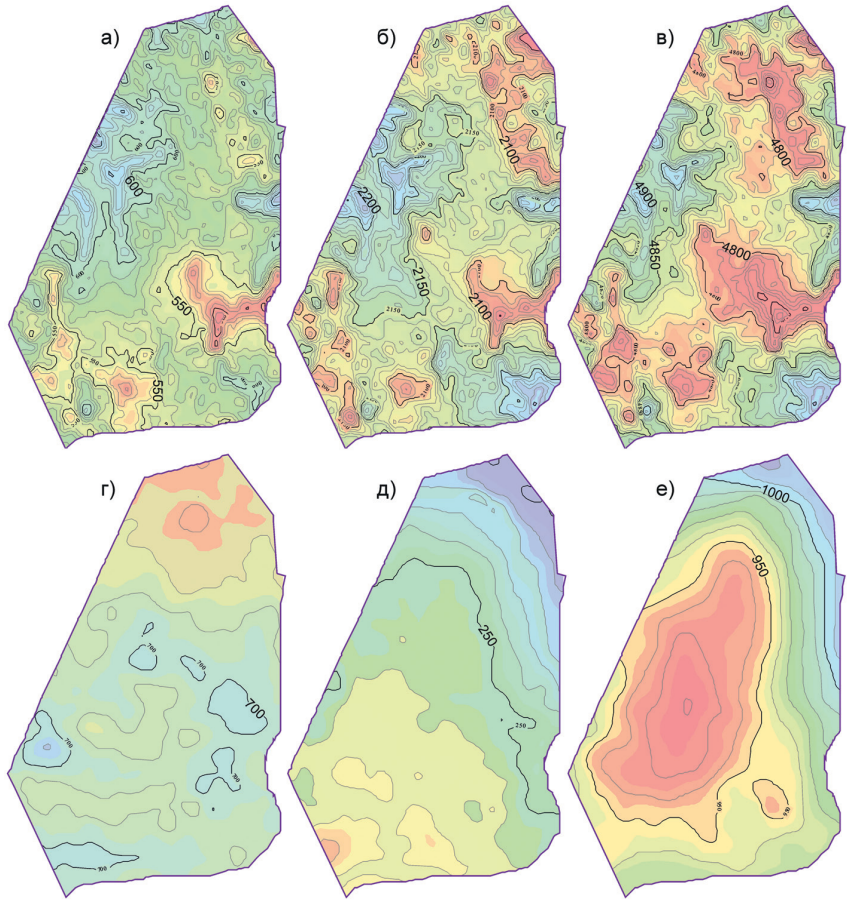


Рис. 6. Морфология поверхности доюрского основания в конце тоара (а), в конце готерива (б), в настоящее время (в); мощность сеноманских отложений (г); изогипсы кровли сеномана в конце мелового периода (д); изогипсы кровли сеномана в современное время (е)

Результаты бурения ряда разведочных скважин в 2012–2015 гг. позволили в целом положительно оценить достоверность прогнозных структурных карт, построенных в 2011 году. Максимальная ошибка в определении глубины кровли среднеюрских отложений составила около 30 м.

Испытание объектов в средне- и нижнеюрских отложениях Тамбейской группы привело к открытию в них газоконденсатных залежей с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) на Тасийском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском поднятиях (Нежданов и др., 2016; Митрофанов и др., 2016). Коэффициент аномальности ($К_а$) пластового давления в пласте $Ю_2$ на Западно- и Северо-Тамбейской площадях достиг значений 1,74–2,10, что значительно выше, чем было определено по результатам бурения и испытания двух скважин в советский период (1,60–1,69). На Западно-Тамбейском месторождении впервые на севере полуострова Ямал из отложений ачимовской толщи получен приток газоконденсатной смеси. На Тасийском месторождении впервые на севере полуострова Ямал вскрыта кровельная часть нижнеюрских отложений, получены притоки газоконденсата из средне- и нижнеюрских отложений, в том числе высокодебитные. Значения $К_а$ пластового давления составили 1,59–1,85.

Изначально Тамбейское месторождение было разделено на Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское и Тасийское месторождения, приуроченные к одноименным локальным структурным поднятиям. По результатам актуализации модели месторождения в 2017 году установлено единство залежей газоконденсата в среднеюрских отложениях на всех трёх поднятиях (Давыдов, 2018).

Высокую неоднородность характера насыщения и газонасыщенности пластов-коллекторов Тамбейского месторождения возможно объяснить реально существующими разломными нарушениями, сформировавшими литолого-тектонические экраны (которыми традиционно разделяются скважины с разным характером насыщения в одном и том же пласте). Однако, во-первых, в меловой части разреза Северо-Тамбейского поднятия остутствуют крупные смещения пластов по плоскостям разломов, все разломы малоамплитудные. Во-вторых, следует помнить, что разлом, обусловленный тектоническими движениями, – это в первую очередь зона дезинтеграции горных пород, ослабления горного давления. С образованием разломов и тектоническими движениями всегда связаны и процессы вертикальной миграции пластовых флюидов, в первую очередь – газообразных. Представляется наиболее вероятным, что сложное строение залежей месторождений Тамбейской группы следует объяснять тем, что они находятся в стадии активного формирования, и поступающий из юрских пластов газ (находящийся в них под аномально высоким пластовым давлением) просто не успел распределиться по вышележащим меловым резервуарам (Нежданов, Смирнов, 2021).

Похожие процессы, скорее всего, определяют и строение газовых и газоконденсатных залежей Южно-Тамбейского и Утреннего (Салмановского) месторождений, по неоднородности газонасыщенности пластов почти не уступающих Тамбейскому (Кузнецов и др., 2013). Вероятно, что залежи газоконденсата с АВПД 1,6–2,0 в средне- и нижнеюрских отложениях на Южно-Тамбейском и Утреннем (Салмановском) месторождениях так же присутствуют и будут открыты.

Определять границы зон насыщения можно с учётом капиллярных экранов (Большаков, Неёлова, 2021), обусловленных вариациями фракционного состава и коллекторских свойств неоднородных мелководно-морских и континентальных отложений танопчинской свиты. Разработка методики картирования таких экранов и признание результатов её применения Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Российской Федерации представляется автору особенно актуальной.

Благодарности/Финансирование

Автор благодарен А.А. Сподобаеву, выполнявшему интерпретацию данных сейсморазведки МОГТ 3D по Северо-Тамбейской площади и научившего автора работать с сейсморазведочными данными. Автор безмерно благодарен А.А. Нежданову, своему научному руководителю, за все научные идеи, которые автор от него усвоил.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020-2023 гг.).

Литература

Белоусов В.В. (1976). Основные вопросы геотектоники. М: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 608 с.

Большаков Ю.Я., Неёлова Е.Ю. (2021). О нетрадиционных явлениях в нефтегазовой геологии и их изучении. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 357(9), с. 65-68. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-9(357)-65-68.

Давыдов А.В. (2018). Новые горизонты. *Журнал «Газпром»*, 4, с. 11-15.

Кузнецов Г.С., Ровнин Д.В., Селиванова Е.Е. (2013). О коэффициентах газонасыщенности пласта ПК Южно-Тамбейского месторождения. *Горные ведомости*, 5, с. 52-56.

Митрофанов А.Д., Коробейников А.А., Мязин О.Г., Гиниятуллин Н.С., Чуйков С.Н., Хабибуллин Д.Я. (2016). Пути наращивания газового потенциала п-ова Ямал. *Геология нефти и газа*, 2, с. 18-23.

Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П., Иващенко А.Е., Киргинцева Г.А., Романенков В.А. (1983). Региональные тектонические перестройки и газоносность Западной Сибири. *Геотектоника*, 5, с. 67-73.

Нежданов А.А. (2004). Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. *Дис. доктора геол.-мин. наук.* Тюмень, 453 с.

Нежданов А.А. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Меркулов А.В., Жариков М.Г., Варягов С.А., Горбунов С.А., Огибенин В.В., Сподобаев А.А., Загоровский Ю.А. (2016). Перспективы и технологии поисков и разведки залежей углеводородов в ачимовских и юрских отложениях Ямало-Ненецкого автономного округа. *Геология нефти и газа*, 2, с. 11-17.

Нежданов А.А., Смирнов А.С. (2021). Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 286 с.

Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности (1974). М: Недра, 184 с.

Haq B.U., Hardenbol J., Vail P.R. (1987). Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic. *Science*, 235(4793), pp. 1156-1167. DOI: 10.1126/science.235.4793.1156

Сведения об авторе

Юрий Алексеевич Загоровский – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 56

Статья поступила в редакцию 17.05.2022;
Принята к публикации 20.07.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The North Tambey uplift history study using 3D seismic data

Yu.A. Zagorovsky
Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru

Abstract. Paper shows the information about the geological and geophysical exploration of Tambeyskoye natural gas field located in the north of the Yamal Peninsula. The problems with mapping of natural gas deposits in Cretaceous and Jurassic formations are described. The results of formation thickness analysis are presented in order to explain the reasons for the unprecedented concentration of separate natural gas accumulations and the heterogeneous saturation of massive reservoirs in Cretaceous formations. The method of paleotectonic analysis is briefly described, the initial data are reported. Structural and isopach maps are presented. Structural elements and their evolution in Jurassic and Cretaceous time are presented. It was concluded that different structural elements of the work area transformed quite independently until the end of Cenomanian. The modern shape of North Tambey uplift was forming during the Neogene to Quarter age. Natural gas bearing reservoirs in Jurassic formation with the overpressure were reported. The young age of the North Tambey uplift, the unprecedented concentration of separate natural gas accumulations, the and the heterogeneous saturation of massive reservoirs in Cretaceous formations, overpressure in Jurassic formation – all these facts show that the Tambeyskoye natural gas field is under active gas accumulation. Hydrocarbon gases coming from deep Jurassic formations and it was not enough time for gas accumulations to be distributed over the reservoirs of Cretaceous.

Keywords: formation thickness analysis, seismic data, North Tambey uplift, Tambeyskoye natural gas field, Cenomanian, overpressure, Tanopchinskaya formation

Acknowledgements

The author is grateful to A.A. Spodobaev, who interpreted the 3D seismic data of the North Tambeyskaya area and taught the author how to work with seismic data. The author is immensely grateful to authors thesis adviser A.A. Nezhdanov for all the ideas that the author learned from him.

The article was prepared within the framework of the state assignment in the field of science for scientific projects carried out by teams of research laboratories of educational institutions of higher education subordinated to the Ministry of Education and Science of Russia under the project "Technologies of low-pressure gas production of the Cenomanian productive complex" (No. FEWN-2020-0013,2020-2023).

Recommended citation: Zagorovsky Yu.A. (2022). The North Tambey uplift history study using 3D seismic data. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 69–76. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.5

References

Belousov V.V. (1976). The main issues of geotectonics. Moscow: Gosudarstvennoe nauchno-tekhnicheskoe izdatel'stvo literatury po geologii i okhrane nedr, 608 p. (In Russ.)

Bolshakov Yu.Ya., Neyolova E.Yu. (2021). Unconventional phenomena in oil and gas geology and their study. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 9(357), pp. 65-68. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2021-9(357)-65-68

Davydov A.V. (2018). New horizons. *Gazprom Magazine*, 4, pp. 11-15. (In Russ.)

Haq B.U., Hardenbol J., Vail P.R. (1987). Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic. *Science*, 235(4793), pp. 1156-1167. DOI: 10.1126/science.235.4793.1156

Kuznetsov G.S., Rovnin D.V., Selivanova E.E. (2013). On the coefficients of gas saturation of the PK formation of the Yuzhno-Tambeyskoye field. *Gornye vedomosti,* 5, pp. 52-56. (In Russ.)

Mitrofanov, A.D. Korobeinikov A.A., Myazin O.G., Giniyatullin N.S., Chuikov S.N., Khabibullin D.Ia. (2016). Approaches for gas potential building in the Yamal peninsula. *Geologiya nefti i gaza = Russian oil and gas geology,* 2, pp. 18-23. (In Russ.)

Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dyadyuk N.P., Ivashchenko A.E., Kirgintseva G.A., Romanenkov V.A. (1983). Regional tectonic transformations and natural gas fields in Western Siberia. *Geotektonika*, 5, pp. 67-73. (In Russ.)

Nezhdanov A.A. (2004). Seismic analysis of oil and gas bearing formations in Western Siberia to estimate the prospects and to map the non-anticlinal hydrocarbon traps. Dr. geol. and min. sci. diss. Tyumen, 453 p. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Akhmedsafin S.K., Rybalchenko V.V., Merkulov A.V., Zharikov M.G., Variagov S.A., Gorbunov S.A., Ogibenin V.V., Spodobaev A.A., Zagorovskii Iu.A. (2016). Prospects and techniques of hydrocarbon deposits exploration in the Achimov and Jurassic deposits of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. *Geologiya nefti i gaza = Russian oil and gas geology,* 2, pp. 11-17. (In Russ.)

Nezhdanov A.A., Smirnov A.S. (2021). Fluid dynamic interpretation of seismic data. Tyumen: Industrial University of Tyunmen, 286 p. (In Russ.)

Rudkevich M.Ya. (1974). Paleotectonic criteria of oil and gas potential. Moscow: Nauka, 184 p. (In Russ.)

About the Author

Yuri A. Zagorovsky – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Industrial University of Tyumen

56, Volodarsky str., Tyumen, 625000, Russian Federation

Manuscript received 17 May 2022;
Accepted 20 July 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.6

УДК 553.982

Особенности геологического строения залежей сверхвязкой нефти, осложненных преднеогеновым врезом

А.П. Бачков[1], В.Г. Базаревская[2], Д.В. Аношин[2]*

[1]ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

[2]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Геологическое изучение пластов-коллекторов сверхвязкой нефти (СВН), приуроченных к отложениям шешминского горизонта, для дальнейшего вовлечения залежей в опытно-промышленную эксплуатацию – сам по себе дорогостоящий проект ввиду высокой вязкости нефти от 200 до 200000 мПа·с и изменения глубины залегания продуктивного пласта от 100 до 500 м. В условиях нестабильной экономической ситуации целесообразно исключать всевозможные факторы, в том числе и геологические, приводящие к дополнительным затратам при разработке залежей СВН.

Целью данной работы является определение степени влияния врезов на эффективность работы скважин на примере залежей СВН. Для проведения анализа использовались материалы по подсчету запасов СВН, лабораторные исследования и макроописания керна, результаты структурно-геоморфологических исследований, эксплуатационные показатели скважин. Рассмотрены залежи СВН шешминского горизонта, осложнённые врезами, и их геологическое строение. Приведены фильтрационно-емкостные свойства и характеристики залегания пластов. Зафиксированы участки развития среза по пробуренным скважинам, приведено макроописание керна и шлама во врезовой части. Выделены зоны разуплотнения верхнепермских терригенных отложений по результатам структурно-геоморфологических исследований. Выполнено сопоставление карты прогнозной трещиноватости с картой плиоценовых образований, характеризующее генезис среза. Проведено сравнение эксплуатационных возможностей скважин с расположением устья во врезовой зоне и вне среза. Предложены рекомендации для проектирования горизонтальных скважин на местности, осложненной врезами.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, шешминский горизонт, геологическое строение, преднеогеновый врез, опытно-промышленная эксплуатация

Для цитирования: Бачков А.П., Базаревская В.Г., Аношин Д.В. (2022). Особенности геологического строения залежей сверхвязкой нефти, осложненных преднеогеновым врезом. *Георесурсы*, 24(3), с. 77–83. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.6

Введение

Месторождения сверхвязкой нефти (СВН) являются неотъемлемой частью ресурсной базы Республики Татарстан и значимым проектом компании ПАО «Татнефть», реализуемым в настоящее время. Ежегодно Татнефть поддерживает темпы добычи СВН. В связи с этим есть запрос на изучение геологических аспектов залежей СВН, способствующих в будущем наращиванию ресурсного потенциала и добыче данной продукции, применяя собственные технологии.

Статья посвящена вопросам влияния экзогенных процессов на геологическое строения залежей СВН и ориентирована на применение используемого опыта для вовлечения залежей СВН в опытно-промышленную эксплуатацию.

Материалы и методы

Информационной основой для проведения анализа послужили геолого-геофизические материалы по подсчету запасов нефти Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан), результаты лабораторных исследований керна, макроописания керна по семи пробуренным скважинам, подсекающим неогеновые отложения, привлечены результаты работ структурно-геоморфологических исследований, направленные на определение прогнозной трещиноватости, эксплуатационные показатели пар скважин (добывающая и нагнетательная) с устьями в зоне и вне зоны среза для сравнения добывных возможностей.

Промышленная нефтеносность Ашальчинского месторождения установлена в песчаной пачке шешминского горизонта уфимского яруса. Шешминская залежь изучена вертикальными скважинами со 100 % отбором керна. Покрышкой служат «лингуловые глины» толщиной от 3 до 22 м. Залежь не имеет стандартного водонефтяного контакта, т.к. баровые песчаники шешминского горизонта залегают на эродированной поверхности артинских карбонатов.

Шешминский горизонт в литологическом отношении в основном представлен песками и песчаниками различной степени уплотненности, пропитанными вязкой нефтью, с прослоями глин и алевролитов. Общая толщина горизонта в пределах поднятия изменяется от 3 до 51 м. В разрезе шешминского горизонта выделяется пласт-коллектор, индексируемый как P_2ss_2, состоящий из 1–4 пропластков. Пористость рыхлых песчаников составляет 43,5 %, снижаясь в более плотных разностях до 20 %. По лабораторным исследованиям весовая нефтенасыщенность достигает до 15,5 %, составляя в среднем 9,6 %. (рис. 1, 2).

* Ответственный автор: Дмитрий Владиславович Аношин
e-mail: AnoshinDV@tatnipi.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

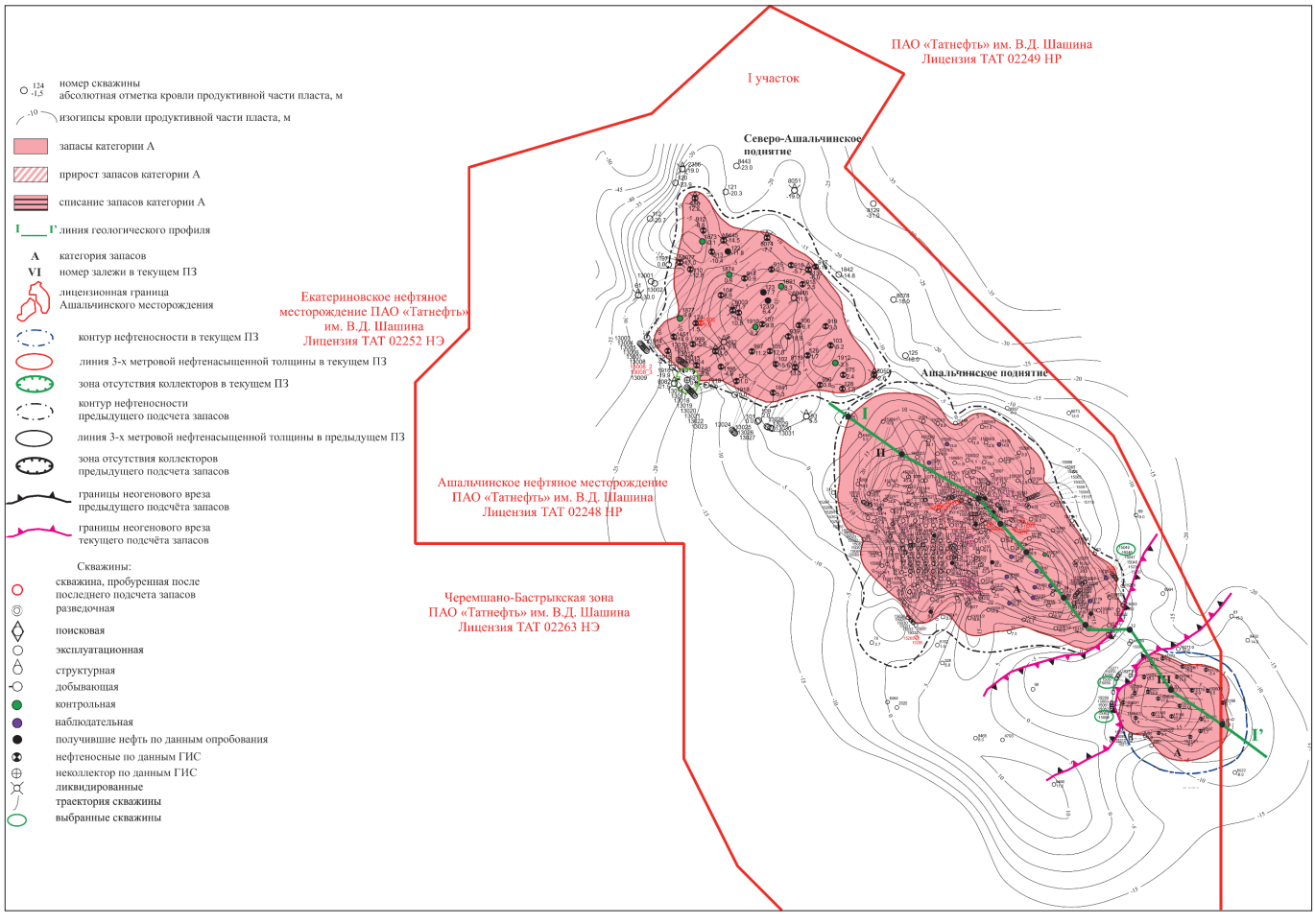


Рис. 1. Структурная карта по кровле шешминского горизонта P_2ss_2 (подсчетный план)

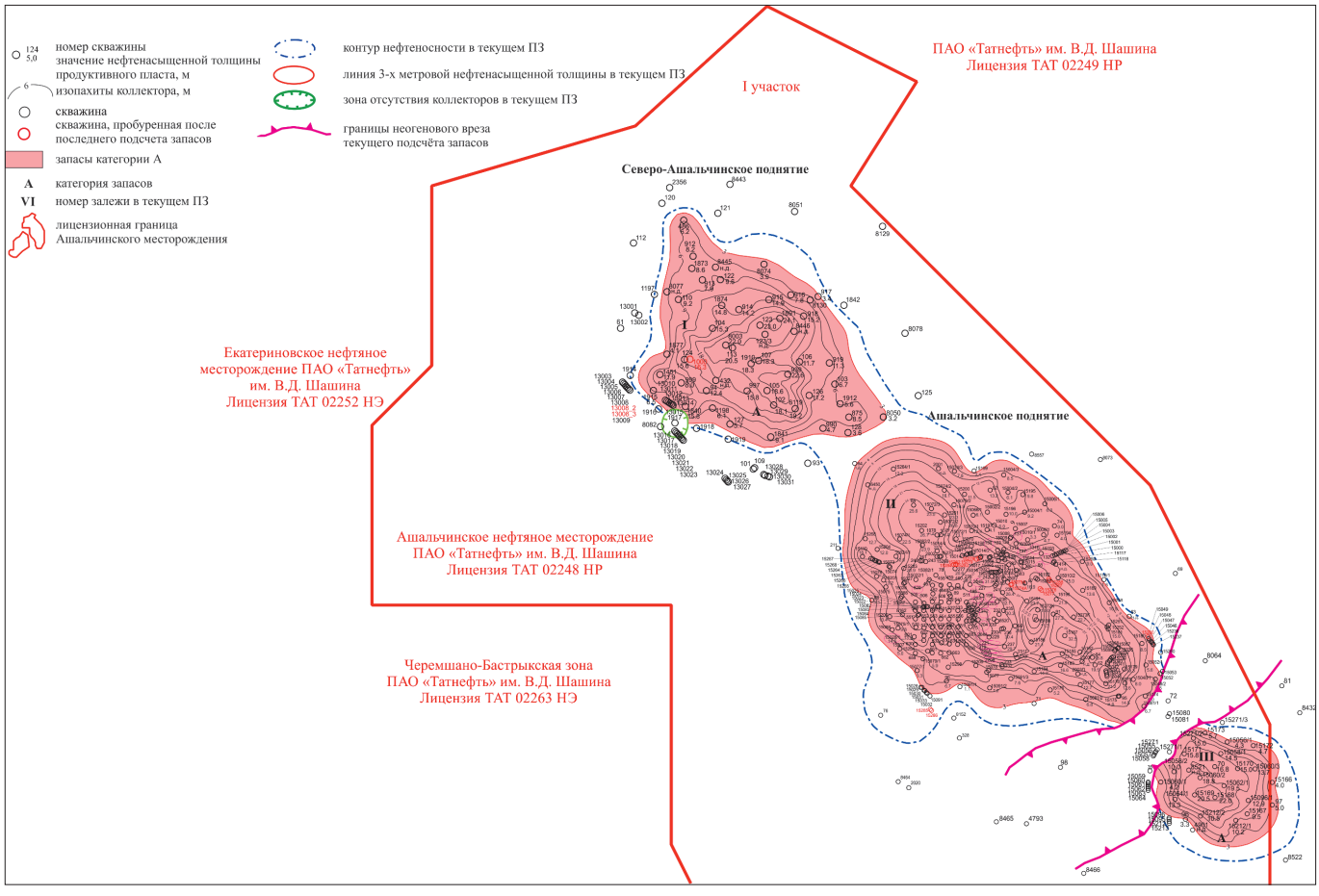


Рис. 2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин шешминского горизонта P_2ss_2

По данным пробуренных скважин, юго-восточная часть Ашальчинского поднятия осложнена зоной постпермско-дочетвертичного (далее преднеогенового) размыва шешминских отложений, простирающегося с северо-востока на юго-запад, заполненного глинами темно-коричневыми, комковатыми, местами песчанистыми, с обуглившимися растительными остатками, который делит поднятие на две неравные части – северо-западную и юго-восточную (профиль по линии скважин I-I, рис. 3). Северо-западная часть поднятия является наиболее изученной с размерами в пределах контура нефтеносности 3,2×2,4 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 до 33 м. Юго-восточная часть залежи небольшого размера – 1,2×1,1 км, с высотой залежи около 21 м.

Результаты

Участки развития преднеогенового среза зафиксированы в семи скважинах. Толщина развития среза изменяется от 9,1 до 23 м. В шести скважинах неогеновые отложения несогласно залегают на верхне-нижнеказанских отложениях казанского яруса, исключением является лишь одна скважина, в которой неогеновые отложения несогласно залегают на нижней уплотненной части песчаной пачки P_2ss_2 шешминского горизонта, где толщина песчаной пачки, затронутой врезом, сократилась до 5 м (рис. 3). Толщина отложений, заполнивших врез, достигает 96 м. По макроописанию керна в скважине № 72 интервал отбора, отнесенный к глубинам 51,0–98,0 м (абсолютные отметки плюс 41,0–минус 6,0 м), представлен глинами темно-коричневыми, оскольчатыми, комковатыми, местами песчанистыми, с обуглившимися растительными остатками в табл. 1.

На территории Татарстана развитие карстово-эрозионных врезов наблюдается в турнейско-бобриковской, башкирско-верейской и артинско-неогеновой толщах. Основные проблемы при освоении и разработке залежей,

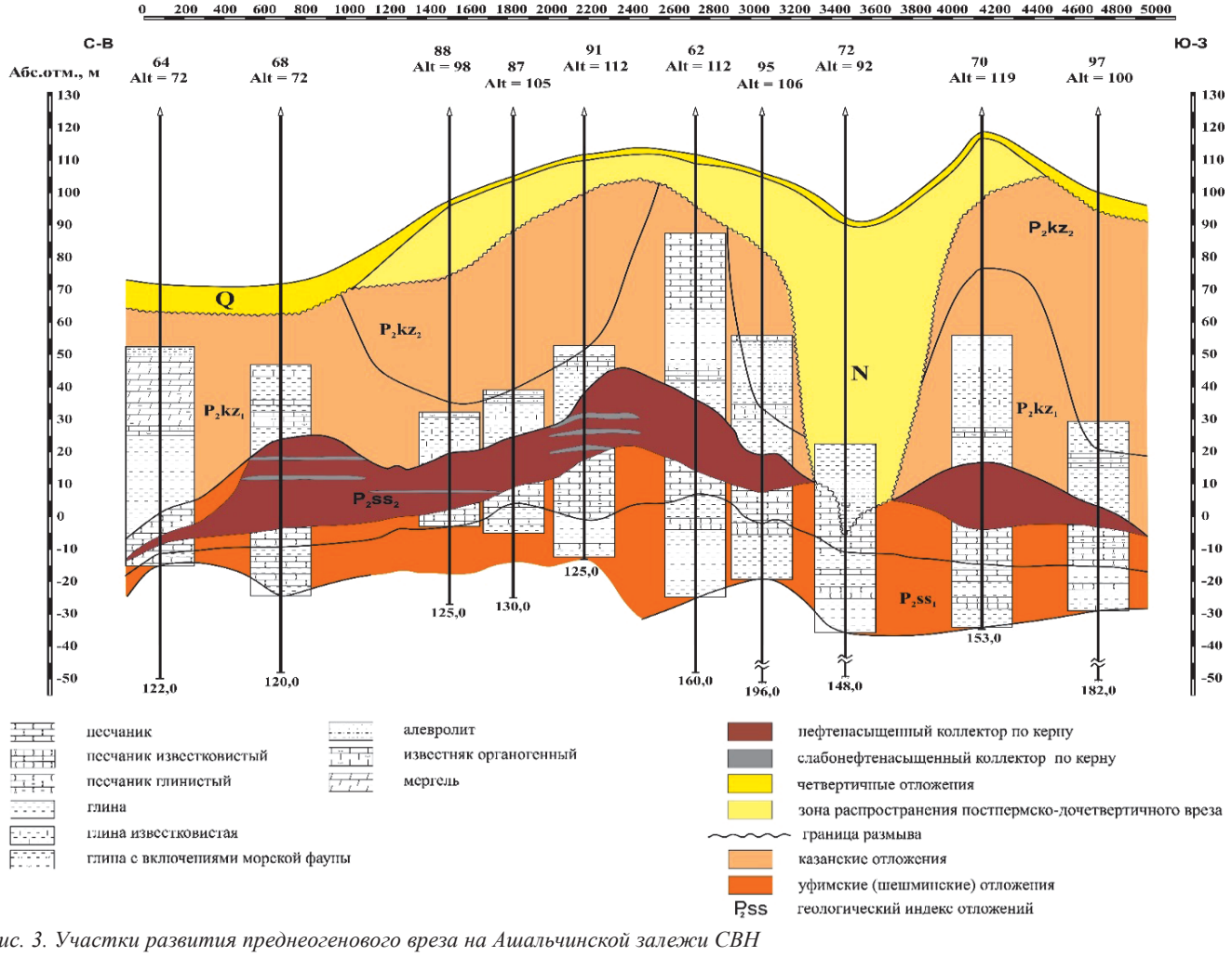


Рис. 3. Участки развития преднеогенового среза на Ашальчинской залежи СВН

Номер скважины	Система	Глубина залегания слоя, м		Абсолютные отметки, м		Толщина, м	Описание породы
62	N+Q	0,0	17,0	112,0	95,0	17	Суглинок, глина песчанистая, с гравием
70	N	2,0	22,0	117,0	97,0	20	Глина серая, песчанистая
72	N	51,0	98,0	41,0	-6,0	47	Глина темно-коричневая, оскольчатая, комковатая, местами песчанистая, с обуглившимися растительными остатками
95	N	1,0	25,0	105,0	81,0	24	Глина коричнево-серая, песчанистая

Табл. 1. Макроописание керна и шлама в интервалах развития среза

осложненных врезами, заключаются в наличии или отсутствии гидродинамической связи скважин в зоне среза и в залежи. Опытно-промышленные работы на месторождении СВН с использованием парогравитационной технологии воздействия на нефтяной пласт через парные горизонтальные скважины осуществляются с 2006 года (Хисамов и др., 2007). На сегодняшний день на Ашальчинском месторождении на залежи СВН пробурено 991 вертикальных скважин и 93 пары горизонтальных скважин. Часть скважин из эксплуатационного фонда работает на пласт P_2ss_2, устья которых непосредственно располагаются в зоне распространения среза.

В пределах месторождения надежным флюидоупором являются «лингуловые глины» (в присводовой части пласта P_2ss_2 толщина изменяется от 3 до 10 м, в краевой части пласта P_2ss_2 может достигать 22 м), однако в зоне развития среза флюидоупор размыт вследствие физического, химического выветривания горных пород, сопровождающихся эрозионно-денудационными процессами, а сам неогеновый врез заполнен более рыхлыми алевролитово-глинистыми породами. В результате, при отсутствии экрана в районе среза, закачиваемый пар может рассеиваться через бортовую зону развития среза, тем самым, не нагревая СВН до необходимой температуры извлечения.

Выявленная особенность подтверждается результатами структурно-геоморфологических исследований, проведенных ТатНИПИнефть в пределах Черемшано-Бастрыкской зоны, которые свидетельствуют о том, что залежи СВН подвержены экзогенному морфогенезу и характеризуются зонами разуплотнений (Мингазов и др., 2015a, 2015b).

Для наглядного восприятия на карту прогнозной трещиноватости верхнепермских отложений наложена структурная карта по кровле шешминского горизонта (рис. 4).

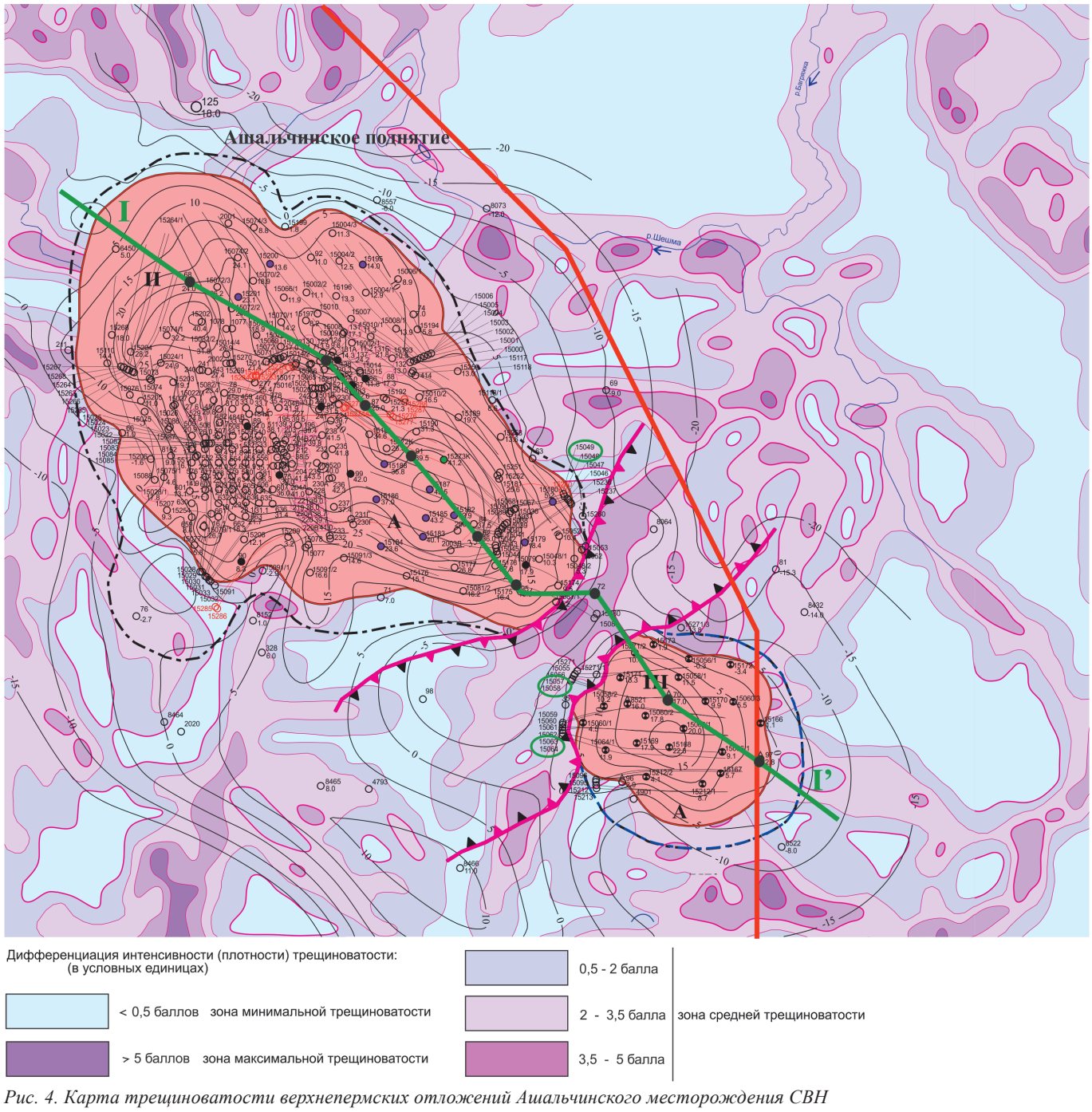


Рис. 4. Карта трещиноватости верхнепермских отложений Ашальчинского месторождения СВН

В районе месторождения СВН с запада примыкает зона преднеогенового размыва уфимских отложений, которая тянется на восток от реки Шешмы в виде аналогичного палеоврeза. Зоны врезов (преднеогенового размыва уфимских отложений) западнее и восточнее реки Шешмы представляют собой погребенные долины палео-притоков палеореки Шешмы, которые протекали с запада на восток и востока на запад и впадали в палео-Шешму. Долина Шешмы в плиоцене располагалась от 5 до 7 км западнее ее современного положения (рис. 5). По причине приповерхностного залегания и весьма малых значений горного давления породы, заполнившие данные палеоврезы, не литифицированы и слабо уплотнены, они являются более рыхлыми относительно вневрезовых казанских известняков и шешминских песчаников. Поэтому в пределах данного врeза складываются условия для диффузии и рассеяния закачанного в разрабатываемый пласт теплоносителя, влияющие на температуру флюида (недостаточный прогрев) в продуктивном пласте. В подтверждение этому проведен анализ работы пар эксплуатационных скважин с расположением устья во врезовой зоне и с устьем вне врeза (выделены зеленым овалом на рис. 1) за один и тот же период, равный 37 месяцам.

Анализ работы пар скважин показывает, что средняя температура добывающей продукции на носке хвостовика эксплуатационных скважины (во врезе) заметно ниже средней температуры добывающей продукции аналогичных пар скважин, работающих вне врeза (рис. 6, 7).

При большей закачке пара почти в 1,5 раза, добывающая скважина пары скважин № 15058/15057, устье которой расположено во врезовой зоне, добывает в 2 раза меньшие объемы нефти в сравнении с добывающей скважиной пары № 15048/15049 (устье вне врeза) (рис. 8).

Заключение

В результате проведенных исследований показано, что в пределах врeза складываются условия для диффузии и рассеяния закачанного в разрабатываемый пласт теплоносителя, влияющие на температуру флюида (недостаточный прогрев) в продуктивном пласте.

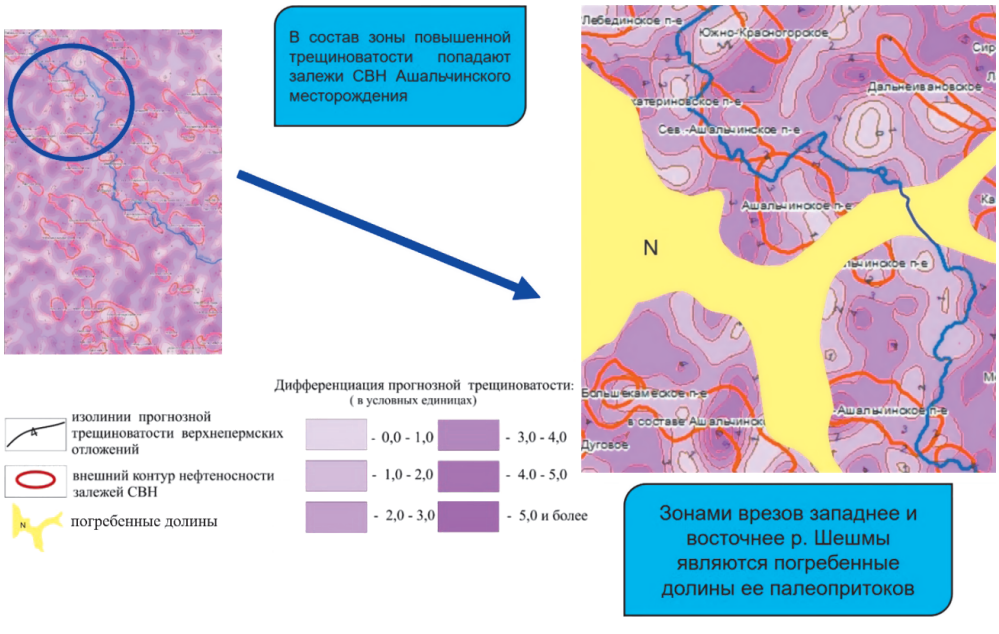


Рис. 5. Карта трещиноватости верхнепермских отложений Черемшано-Бастрыкской зоны (с наложением карты плиоценовых отложений)

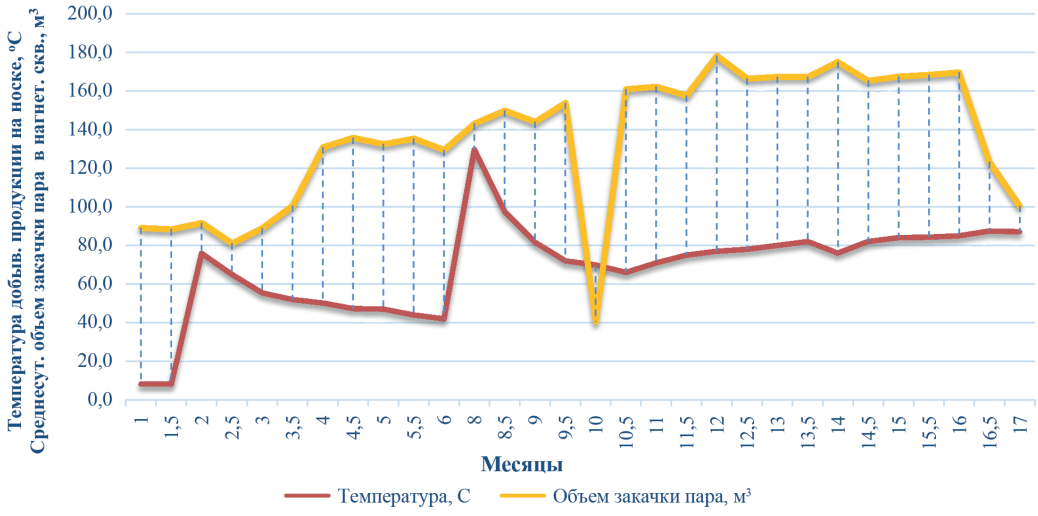


Рис. 6. Влияние объемов закачки на температуру добывающей продукции в паре скв. №15058/15057 (устье во врезе). Средняя температура добывающей продукции по парам скв. №№ 15058/15057, 15064/15063 составляет 74°С.

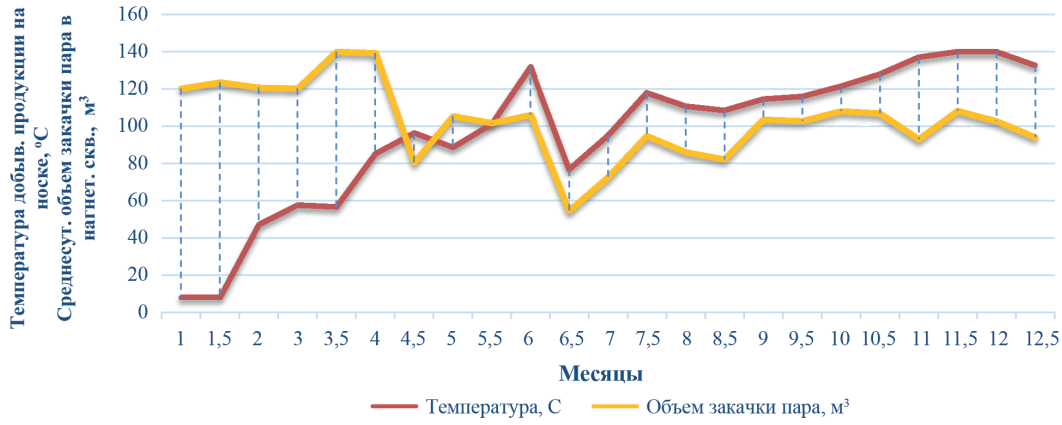


Рис. 7. Влияние объемов закачки на температуру добывающей продукции в паре скв. № 15048/15049 (вне зоны вреза). Средняя температура добывающей продукции составляет 105 °С

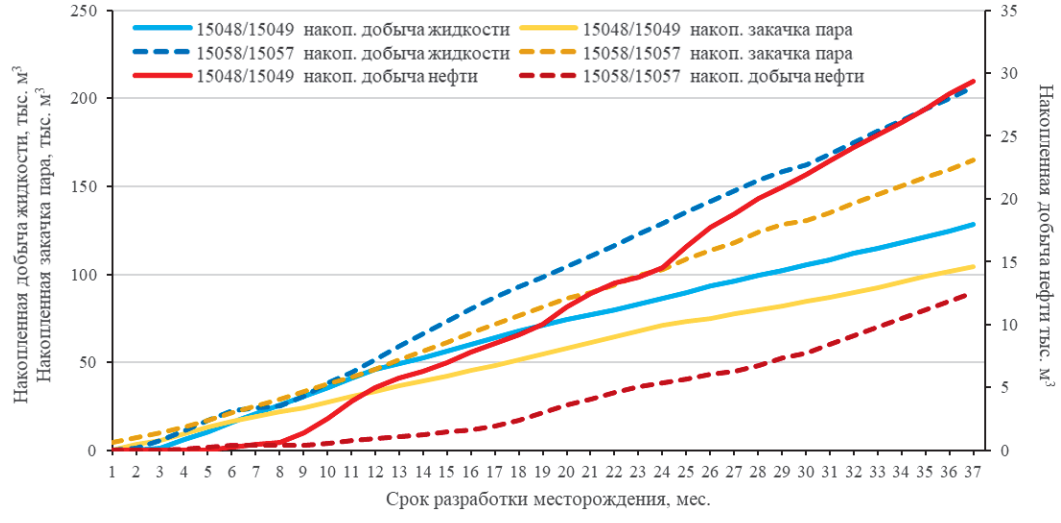


Рис. 8. Сопоставление технологических показателей скв. № 15058/15057 (во врезе) и № 15048/15049 (вне вреза)

Опираясь на вышесказанное, следует отметить, что при заложении горизонтальных скважин на местности, осложненной врезами, необходимо учитывать гипсометрическое положение залежи. Во время закачки пара в нагнетательную горизонтальную скважину первостепенно прогревается пятка скважины, а затем фронт пара поступает к носку. Рациональней размещать пары скважин в отдалении от врезовой зоны, а если в непосредственной близости от вреза, то таким образом, чтобы носок горизонтальной скважины был обращен к зоне развития вреза.

Похожая ситуация может сложиться при выборе системы разработки на Елаурском участке недр (Мелекесская впадина, казанские отложения). Площадь участка осложнена преднеогеновым врезом, размывая перспективные нефтеносные серии (сверху вниз) «слоистый камень», «ядреный камень». Барбашинская и камышлинская толщи по разрезу залегают в непосредственной близости от дневной поверхности, соответственно, подвержены эрозионной деструкции.

Дальнейшее изучение данного вопроса позволит предусмотреть прорывы теплоносителя и природных перетоков вод, сопровождающих залежи СВН.

Литература

Мингазов М.Н., Кубарев П.Н., Стриженок А.А., Аношина М.М., Фатхуллин Р.Р., Шакиров Р.И., Устимова А.М. (2015a). *Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»*, вып. 83, с. 298-306.

Мингазов М.Н., Стриженок А.А., Камышников А.Г., Фатхуллин Р.Р., Шакиров Р.И. (2015b). *Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»*, вып. 83, с. 307-312.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. (2007). Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань: Фэн АН РТ, 295 с.

Сведения об авторах

Альберт Петрович Бачков – начальник управления геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Венера Гильмеахметовна Базаревская – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Джалиля, д. 32

Дмитрий Владиславович Аношин – ведущий специалист Проектного офиса по подсчету запасов нефти и газа и проектной технологической документации
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Джалиля, д. 32

Статья поступила в редакцию 03.06.2022;
Принята к публикации 02.09.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Features of geological structure heavy oil field complicated palaeovalley (P-N)

A.P. Bachkov[1], V.G. Bazarevskaya[2], D.V. Anoshin[2]*
[1]*Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[2]*Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Dmitry V. Anoshin, e-mail: AnoshinDV@tatnipi.ru*

Abstract. The geological study of reservoirs of heavy oil confined to the deposits of the Sheshma horizon, for further involvement of deposits in pilot production, is an expensive project in itself due to the high viscosity of oil from 200 to 200,000 MPa·s and changes in the depth of the productive formation from 100 up to 500 m. It's advisable to exclude all kinds of factors, including geological ones, leading to additional costs in the development of heavy oil deposits in an unstable economic situation.

The purpose is determining of impact palaeovalley on the efficiency of wells using the example of heavy oil deposits. For the analysis authors have applied, materials the estimation of reserves, laboratory researches and macro descriptions of the core, the results of structural and geomorphological studies, and development parameters.

It is viewed heavy oil deposits of the Sheshma horizon, complicated by palevalley, and geological structure. The porosity-permeability properties and characteristics of the bedding are given. The authors're determined areas of palaeovalley the drilled wells, a macro description of the core and cuttings in the palaeovalley part are given. Zones of deconsolidation of the Upper Permian terrigenous deposits are identified by results of structural and geomorphological studies. A comparison of the map of predictive fracturing with the map of Pliocene formations characterizing the genesis of the palevalley is made. The authors're comparisoned the operational capabilities of wells with the location of the wellhead in the palaeovalley zone and outside the palaeovalley. Recommendations for the design of horizontal wells complicated by palaeovalleys are determined.

Keywords: heavy oil, Sheshma horizon, geological structure, paleovalley (P-N), pilot development

Recommended citation: Bachkov A.P., Bazarevskaya V.G., Anoshin D.V. (2022). Features of geological structure heavy oil field complicated palaeovalley (P-N). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 77–83. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.6

References

Mingazov M.N., Kubarev P.N., Strizhenok A.A., Anoshina M.M., Fatkhullin R.R., Shakirov R.I., Ustimova A.M. (2015a). *Coll. papers TatNIPIneft Tatneft PJSC*, Is. 83, pp. 298-306. (In Russ.)

Mingazov M.N., Strizhenok A.A., Kamyshnikov A.G., Fatkhullin R.R., Shakirov R.I. (2015b). *Coll. papers TatNIPIneft Tatneft PJSC*, Is. 83, pp. 307-312. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodsky I.E., Voitovich E.D., Voitovich S.E. (2007). Geology and development of natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan. Kazan: Fen, 295 p. (In Russ.)

About the Authors

Albert P. Bachkov – Head of the Department of Geology and Development of Oil and Gas Fields, Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Venera G. Bazarevskaya – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Science in the Field of Geology of Hard-to-recover Reserves, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Dmitry V. Anoshin – Leading Specialist of the Project Office for Estimating Oil and Gas Reserves and Design Process Documentation, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Manuscript received 3 June 2022;
Accepted 2 September 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7

УДК 550.8:552.5

Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении (Восточная Сибирь)

В.С. Жуков[1], В.В. Моторыгин[2]*

[1]Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

[2]Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ» ФГБУ ВНИГНИ, Московская область, Апрелевка, Россия

Рассмотрены результаты лабораторных исследований почти 1300 образцов из 50 скважин коллекторов трех продуктивных терригенных горизонтов Чаяндинского месторождения, представленных песчаниками и алевролитами. Межзерновая и трещинная компоненты в основном составляют структуру пористости коллекторов. Их величины влияют на основные параметры горных пород, включая фильтрационно-емкостные свойств коллекторов. Пространственное распространение межзерновой и трещинной компонент пористости коллекторов влияет на освоение и разработку залежей нефти и газа и определяет актуальность данного исследования. Величины трещинной и межзерновой компонент пористости определялись по авторской методике с применением данных об открытой пористости и скорости распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов при моделировании пластовых условий.

Выявлено мозаичное площадное распределение величины трещинной пористости, обусловленное длительной геолого-тектонической историей развития площади. Выделены зоны повышенной трещинной пористости до 0,7–0,8 % (абсолютных процентов пористости) на севере и в центре западной части площади месторождения и зоны с минимальными значениями трещинной пористости менее 0,2–0,3 % в восточной части месторождения. Результаты лабораторных исследований керна показали наличие в коллекторах трещинной пористости до 1,26 %. Данные о величине и распространении трещинных коллекторов по площади Чаяндинского месторождения могут быть использованы при уточнении проекта его разработки.

Ключевые слова: горная порода, трещинная пористость, межзерновая пористость, скорость продольной волны, керн, скважина, площадное распределение

Для цитирования: Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2022). Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении. *Георесурсы*, 24(3), с. 84–89. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7

Введение

Структура пористости коллекторов, включающая в себя межзерновую и трещинную компоненты, является одним из основных параметров горных пород, определяющих процессы освоения и разработки месторождений углеводородов (УВ). Породы-коллекторы нефти и газа можно разделить на две большие группы: межгранулярные (поровые) и трещинные (Жуков, Моторыгин, 2017a, 2017b; Жуков и др., 2018). Основное их различие заключается в том, что емкость и фильтрационные свойства межгранулярных коллекторов (чаще всего песчаников) определяются в основном структурой порового пространства, тогда как в трещинных коллекторах фильтрация нефти и газа происходит в основном по трещинам

Необходимость определения распространенности трещинных коллекторов и влияние фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и их изменений на процессы освоения и разработки залежей УВ, особенно на режимах истощения, определяет актуальность их исследования. Учёт трещинной пористости позволяет адекватно оценивать уровень геодинамических последствий (просадки поверхности, активизация разломов) и длительной разработки месторождений (Жуков и др., 2002; Кузьмин, 2002; 2018; 2021; Щекин и др., 2021). Рассмотрено распределение различных видов пористости (межзерновой и трещинной) на примере коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения.

Объект и методы исследования

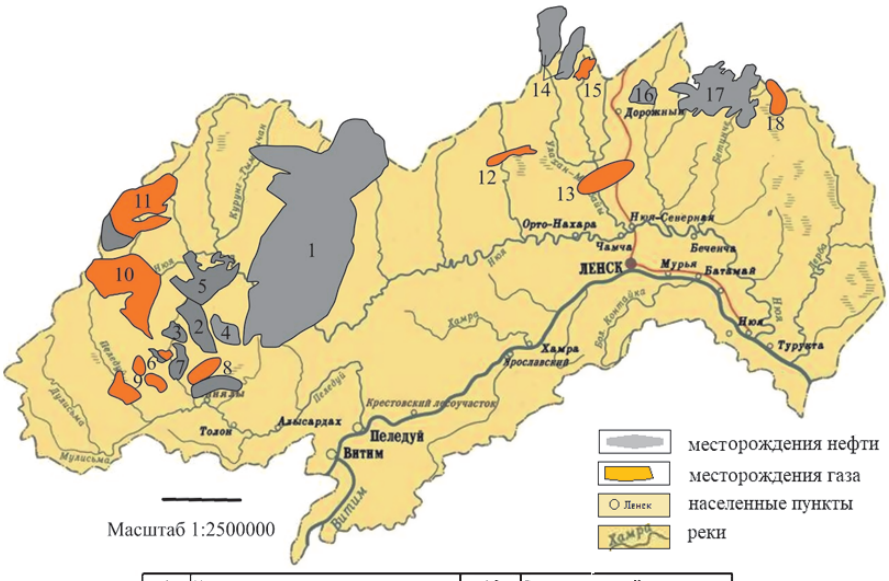
В качестве объекта исследований было выбрано крупное нефтегазоконденсатное Чаяндинское месторождение, расположенное в Восточной Сибири (рис. 1) вблизи газопровода «Сила Сибири».

Исходным материалом послужили результаты лабораторных исследований почти 1300 образцов из 50 скважин коллекторов ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов, представленных кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов в основном с глинистым цементом и наличием трещин, имевшими открытую пористость в атмосферных условиях от 1,60 до 24,3 % (Рыжов, 2013; Крючков, Пензин, 2016).

Наиболее известные и широко распространенные методики оценки трещинной пористости горных пород (Жуков, Моторыгин, 2016; Жуков и др., 2018) делятся на лабораторные (Багринцева, 1982; Багринцева, Чилингар, 2007; Гмид и др., 2009) и по комплексу методов геофизических исследований скважин – на основе методов ПС, КС, акустического каротажа (Боярчук и др., 1991), радиоактивного каротажа, по микрозондам, кавернометрии. В данной

* Ответственный автор: Виталий Семенович Жуков
e-mail: zhukov@ifz.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)



1	Чаяндинское	10	Верхнепеледуйское
2	Талаканское (центральный блок)	11	Тымпучиканское
3	Талаканское (Таранский блок)	12	Хотого-Мурбайское
4	Талаканское (восточный блок)	13	Отраднинское
5	Северо-Талаканское	14	Тас-Юряхское
6	Алинское	15	Бесюряхское
7	Восточно-Алинское	16	Иктехское
8	Южно-Талаканское	17	Верхневилючанское
9	Пеледуйское	18	Вилюйско-Джербинское

Рис. 1. Схема расположения Чаяндинского месторождения

работе приведены результаты определения трещинной пористости горных пород по данным о скорости упругих волн (Жуков, 2012, 2014; Жуков и др., 2018; Жуков, Моторыгин, 2016). Определение трещинной пористости проводилось при моделировании пластовых условий в соответствии с (Жуков, Люгай, 2016) по методике (Жуков 2012, 2014; Жуков, Кузьмин, 2020), использующей значения открытой пористости и скоростей распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов.

Залежи углеводородов на месторождении приурочены к продуктивным терригенным горизонтам вендского возраста, залегающим на глубине 1420–2020 метров (Крекнин и др., 2016; Крючков, Пензин, 2016) (рис. 2).

На территории месторождения имеются несколько основных тектонических блоков, разделенных тектоническими нарушениями. Внутри основных блоков выделены более мелкие нарушения, которые дробят месторождение на

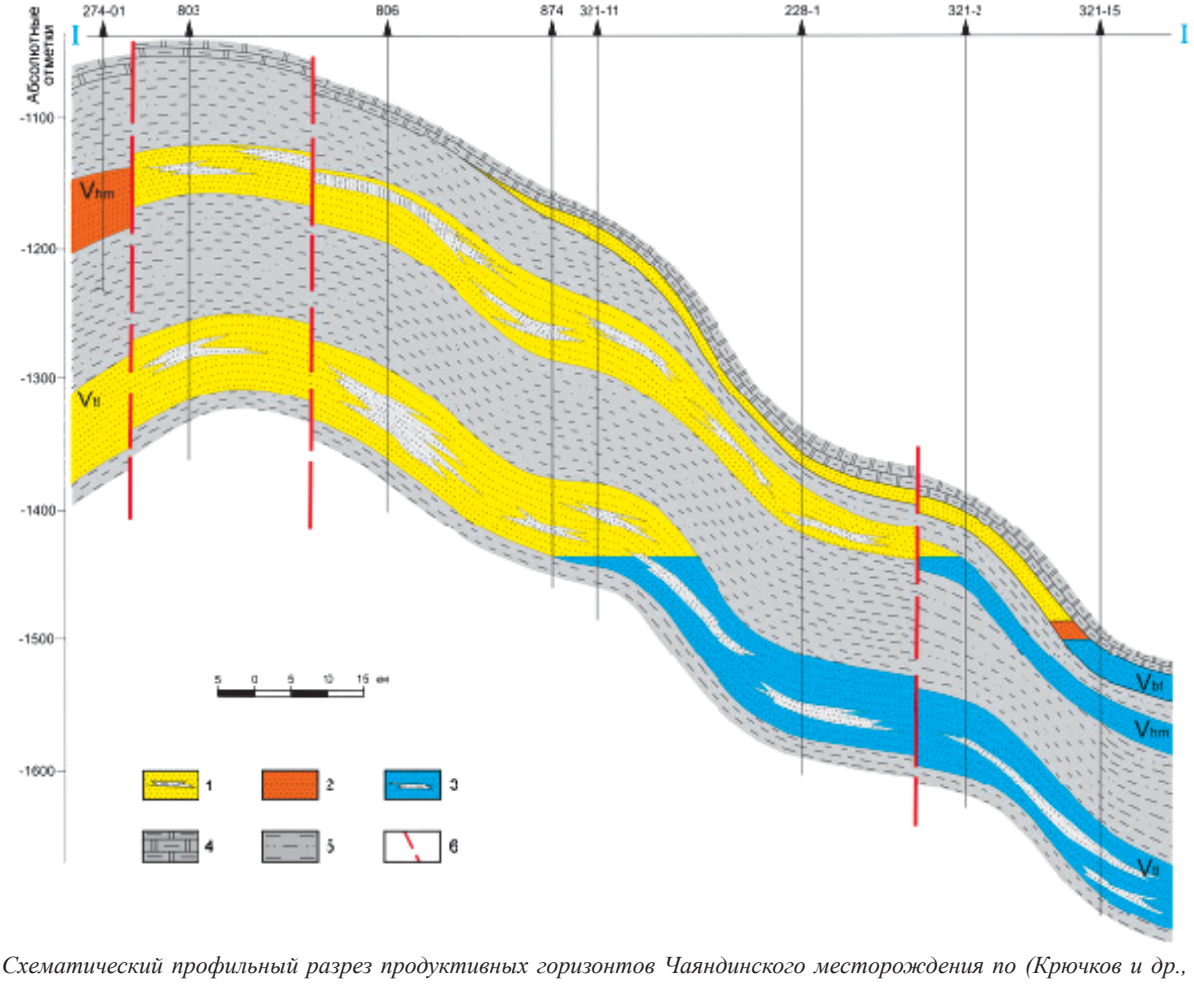


Рис. 2. Схематический профильный разрез продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения по (Крючков и др., 2012) по линии север-юг: 1 – песчаники газонасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 2 – песчаники нефтенасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 3 – песчаники водонасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 4 – аргиллиты; 5 – глинистые доломиты; 6 – тектонические разломы Vbt Vhm Vtl – отложения вендского возраста (V), соответственно, ботуобинского (Vbt), хамакинского (Vhm) и талахского (Vtl) горизонтов

большое количество залежей, размещённых в ловушках неантиклинального типа.

Результаты и обсуждение

Распределение различных видов пористости (межзерновой $К_{п\ мз}$ и трещинной $К_{п\ тр}$) коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения определялось по каждой из разведочных скважин (табл. 1).

Анализ данных, приведенных в таблице 1, показал, что для исследованных 264 образцов ботуобинского горизонта величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до 0,910 %, составляя в среднем 0,399 %, доля трещинной пористости в отрытой пористости при этом изменяется от 0,0 до 74,6 %, а в среднем составляет 6,38 %. В хамакинском горизонте исследовано 604 образца, у которых величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до 1,259 %, составляя в среднем 0,369 %; доля трещинной пористости при этом изменяется от 0,0 до 47,2 %, составляя в среднем 7,25 %. В талахском горизонте исследовано 426 образцов, величина трещинной пористости которых изменяется от 0,0 до 1,134 %, составляя в среднем 0,464 %; доля трещинной пористости при этом изменяется от 0,0 до 90,2 %, составляя в среднем 6,30 %.

Результаты проведенных исследований показали наличие значительного количества трещин, объем пустотного пространства которых достигает 1,259 абсолютных процентов пористости в пластовых условиях. Доля трещинной пористости в составе открытой пористости достигает в некоторых образцах 90,2 %, а в среднем по всем трем продуктивным коллекторам Чаяндинского месторождения составляет 9,17 %. Для каждого из трех продуктивных горизонтов построены схемы площадного

Ботуобинский горизонт					**Хамакинский горизонт**					**Талахский горизонт**				
Номер скв.	Кол-во обр.	$К_{п\ тр\ ср}$,%	$К_{п\ мз\ ср}$, %	Доля $К_{п\ тр}$, отн.%	Номер скв.	Кол-во обр.	$К_{п\ тр\ ср}$,%	$К_{п\ мз\ ср}$, %	Доля $К_{п\ тр}$, отн.%	Номер скв.	Кол-во обр.	$К_{п\ тр\ ср}$,%	$К_{п\ мз\ ср}$, %	Доля $К_{п\ тр}$, отн.%
XX-00	16	0.351	13.4	2.83	XX-03	13	0.553	8.93	8.03	XX-04	7	0.436	7.26	8.33
XX-01	33	0.438	9.53	10.1	XX-04	7	0.801	2.24	29.4	XX-05	15	0.689	5.52	13.2
XX-02	20	0.288	11.9	3.25	XX-05	2	0.728	6.46	10.2	XX-06	12	0.383	8.84	4.65
XX-03	18	0.408	15.8	2.83	XX-06	2	0.780	3.32	21.5	XX-07	17	0.565	11.9	4.90
XX-04	5	0.531	9.46	9.17	XX-07	28	0.716	7.09	13.8	XX-09	15	0.298	8.62	7.90
XX-05	9	0.715	3.65	27.0	XX-09	13	0.209	11.7	4.90	XX-10	8	0.356	9.01	3.86
XX-06	1	0.312	3.35	8.51	XX-10	13	0.392	8.07	9.84	XX-11	15	0.595	5.53	12.6
XX-07	11	0.506	15.1	3.84	XX-11	12	0.381	7.07	9.05	XX-12	30	0.704	8.63	7.94
XX-10	4	0.674	1.06	40.4	XX-12	30	0.427	8.22	7.56	XX-13	26	0.448	9.41	5.06
XX-11	2	0.530	2.75	20.3	XX-13	8	0.377	6.22	7.51	XX-14	12	0.383	10.8	3.51
XX-12	18	0.578	6.98	9.24	XX-14	12	0.174	11.6	1.88	XX-15	26	0.574	9.76	5.99
XX-19	5	0.397	11.8	4.99	XX-15	22	0.744	8.20	8.73	XX-16	14	0.372	7.18	5.53
XX-27	3	0.485	8.25	10.2	XX-16	16	0.363	1.57	23.0	XX-17	23	0.501	8.49	5.78
XX-37	3	0.324	12.7	2.49	XX-17	8	0.418	6.07	7.10	XX-20	10	0.337	12.3	2.80
XX-38	6	0.599	3.93	19.4	XX-18	29	0.229	8.69	2.84	XX-23	7	0.329	11.9	2.74
XX-39	4	0.181	14.1	1.30	XX-19	14	0.514	2.63	17.4	XX-27	7	0.477	5.39	11.5
XX-40	5	0.417	11.2	4.77	XX-20	8	0.331	8.33	5.69	XX-30	6	0.427	6.62	6.27
XX-41	2	0.135	14.7	0.999	XX-21	13	0.349	5.73	8.13	XX-31	24	0.404	9.29	4.28
XX-45	5	0.421	6.67	11.3	XX-22	22	0.389	8.76	4.52	XX-32	5	0.506	6.03	9.31
XX-46	3	0.642	13.64	4.68	XX-23	8	0.125	13.5	1.80	XX-33	14	0.528	7.41	7.06
XX-51	3	0.245	11.85	2.11	XX-24	25	0.337	7.70	7.44	XX-34	12	0.552	7.08	7.62
XX-61	43	0.341	14.74	2.38	XX-25	24	0.346	9.52	3.84	XX-36	2	0.470	9.15	4.87
XX-62	45	0.278	14.78	2.23	XX-26	6	0.389	2.67	15.3	XX-37	20	0.465	11.1	4.76
					XX-27	7	0.427	6.89	8.22	XX-38	22	0.439	9.06	6.00
					XX-28	22	0.178	11.1	1.64	XX-42	17	0.576	8.23	11.8
					XX-29	25	0.352	7.82	4.68	XX-45	28	0.182	10.6	2.59
					XX-30	12	0.459	5.12	10.3	XX-49	2	0.492	7.19	6.56
					XX-31	10	0.332	8.03	4.19	XX-50	13	0.532	8.22	6.24
					XX-32	15	0.431	5.96	9.99	XX-51	13	0.248	11.2	4.17
					XX-33	4	0.409	3.70	10.7	XX-52	4	0.297	10.8	2.63
					XX-34	12	0.312	3.76	10.4					
					XX-35	29	0.225	9.67	2.62					
					XX-36	20	0.239	10.1	2.38					
					XX-37	13	0.377	9.64	6.51					
					XX-42	10	0.605	2.75	20.0					
					XX-46	3	0.581	7.52	8.02					
					XX-49	15	0.225	8.10	3.31					
					XX-50	11	0.543	5.46	11.7					
					XX-51	14	0.132	13.9	0.98					
					XX-52	27	0.167	12.4	1.93					
					XX-53	20	0.269	9.17	3.13					

Табл. 1. Результаты определения средних величин трещинной ($К_{п\ тр\ ср}$) и межзерновой ($К_{п\ мз\ ср}$) пористости на образцах керна ботуобинского, замакинского и талахского горизонтов по скважинам Чаяндинского месторождения

распределения коллекторов с повышенной трещинной пористостью по данным исследований керна разведочных скважин (рис. 3–5).

По ***ботуобинскому*** горизонту (рис. 3) максимальные величины трещинной пористости отмечаются в северо-западной и юго-западной частях площади, достигая величины 0,7 абсолютных процентов пористости. Распределение трещинной пористости по площади имеет мозаичный характер, минимальные значения имеют величину порядка 0,2 %.

В ***хамакинском*** горизонте (рис. 4) максимальные величины трещинной пористости отмечаются также в северо-западной и юго-западной частях (ближе к центральной части) площади месторождения, достигая величины 0,8 абсолютных процентов пористости. Распределение трещинной пористости по площади имеет мозаичный характер, минимальные значения имеют величину порядка 0,2 % в восточной части площади.

Трещинная пористость в ***талахском*** горизонте (рис. 5) также имеет мозаичный характер распределения по площади. Максимальные величины трещинной пористости отмечаются в северо-западной (ближе к центральной) и в южной (ближе к центральной) частях площади, достигая 0,7 %; минимальные величины на уровне 0,2–0,3 % распределены по площади неупорядоченно.

В целом, выделяются несколько зон повышенных значений трещинной пористости – до 0,7–0,8 абсолютных процентов пористости на севере и в центре западной части площади месторождения. Области с минимальными значениями трещинной пористости, не превышающими 0,2–0,3 абсолютных процентов пористости, преобладают в восточной части месторождения. Длительная геологическая и тектоническая история развития площади, во время которой происходило несколько периодов активизации и затишья тектонической активности (Крючков и др., 2012;

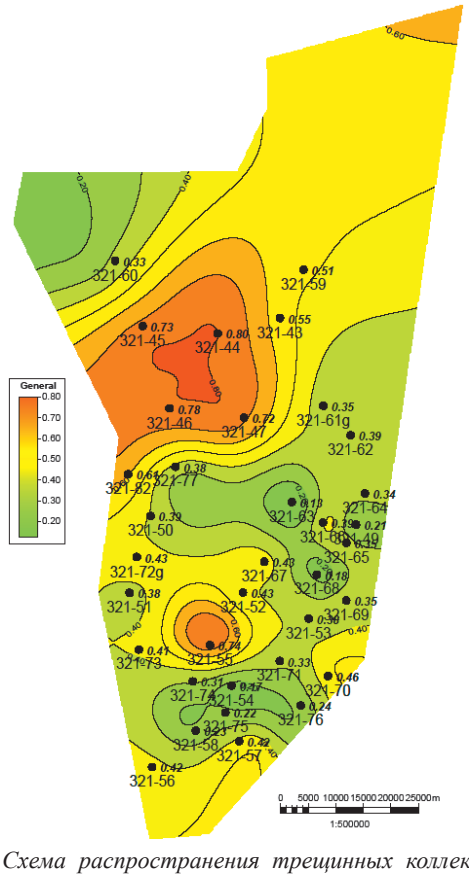


Рис. 4. Схема распространения трещинных коллекторов в хамакинском горизонте

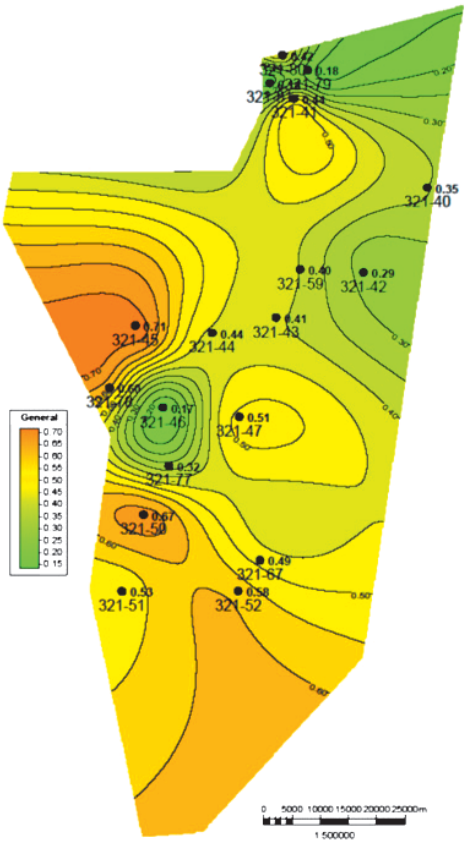


Рис. 3. Схема распространения трещинных коллекторов в ботуобинском горизонте

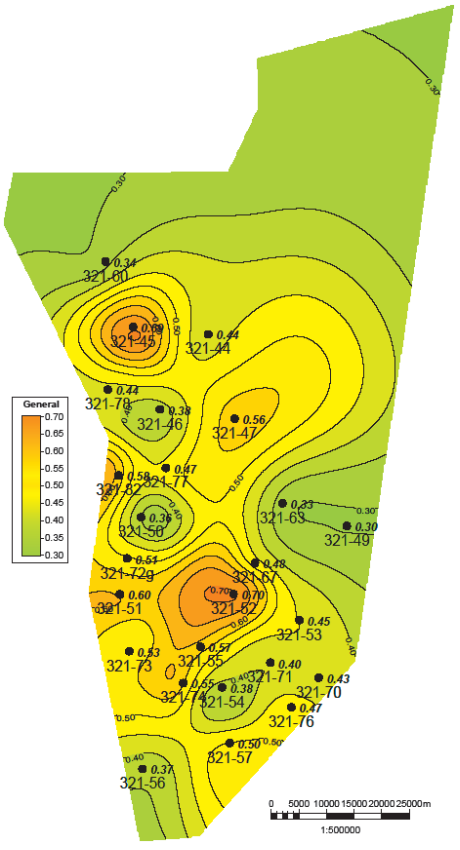


Рис. 5. Схема распространения трещинных коллекторов в талахском горизонте

Крекнин и др., 2016), обусловила мозаичное площадное распределение величины трещинной пористости. В дальнейшем, по мере накопления информации, авторы считают необходимым провести анализ распределения трещинной пористости в сопоставлении с различными периодами тектонического развития региона.

Заключение

Статья посвящена оценке площадного распространения трещинной и межзерновой пористости по данным около 1300 образцов керна терригенных коллекторов из 50 скважин трех продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения. Величины трещинной и межзерновой компонент пористости были получены по данным об открытой пористости и скорости распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов при моделировании пластовых условий. Анализ результатов исследований керна свидетельствует о диапазоне изменения трещинной пористости исследованных образцов от 0,00 % до максимальной величины 1,26 % (абсолютных процентов). Показано, что площадное распределение трещинной пористости имеет мозаичный характер. Имеются участки трещинной пористости, повышенной до 0,7–0,8 % на севере и в центре западной части площади месторождения, а также участки в восточной части месторождения с трещинной пористостью менее 0,2–0,3 %. Авторы предположили, что такое распределение обусловлено длительной геологической и тектонической историей развития площади месторождения. Данные о величине и распространении трещинных коллекторов, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по площади Чаяндинского месторождения, могут быть использованы при уточнении проекта его разработки, учитывая, что при увеличении эффективного давления существенно снижается проницаемость по трещинам.

Благодарности

Авторы выражают признательность сотрудникам лаборатории комплексных исследований керна ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за содействие при проведении экспериментальных исследований керна Чаяндинского месторождения, а также большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Багринцева К.И. (1982). Трещиноватость осадочных пород. М: Недра, 256 с.

Багринцева К.И., Чилингар Г.В. (2007). Роль трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах. *Геология нефти и газа*, 5, с. 28-37.

Боярчук А.Ф., Шнурман Г.А., Багов Л.С. (1991). Способ определения трещинной пористости пород. Патент РФ № 2012021.

Гмид Л.П., Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д., Окнова Н.С., Ивановская А.В. (2009). Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов. Под ред. А.М. Жаркова. СПб: ВНИГРИ, 160 с.

Жуков В.С. (2012). Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн. *Вести газовой науки*, 1(9), с. 148-152.

Жуков В.С. (2014). Способ определения трещинной пористости. Патент РФ №2516392.

Жуков В.С. Кузьмин Ю.О. (2020). Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны. *Физика Земли*, 4, с. 39-50. DOI 10.31857/S0002333720040109.

Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Полоудин Г.А. (2002). Оценка процессов проседания земной поверхности при разработке газовых месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7. с. 54-57.

Жуков В.С., Люгай Д.В. (2016). Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий. М: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 56 с.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2016). Влияние различных видов пористости на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (на примере Чаяндинского месторождения). *Вести газовой науки*, 1 (25), с. 63-67.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2017a). Анализ некоторых способов оценки трещинной пористости. *Вести газовой науки*, 3(31), с. 207-215

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2017b). Трещинная пустотность горных пород: определение, оценка влияния на фильтрационно-ёмкостные свойства. *Сб. трудов Межд. научно-практ. конф.: Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017*. М: Перо, с. 107-111.

Жуков В.С., Рассохин С.Г., Моторыгин В.В. (2018). Трещины: их вклад в общий объём пустотного пространства и его изменения с ростом эффективного давления в пласте. *Наука и техника в газовой промышленности*, 3(75), с. 49-58.

Крючков В.Е., Медведев А.Г., Извеков И.Б. (2012). Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндинского месторождения. *Вести газовой науки*, 1(9). с. 202-207.

Крючков В.Е., Пензин А.А. (2016). Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Вести газовой науки*, 1(25), с. 34-39.

Крекнин С.Г., Погрецкий А.В., Крылов Д.Н., Трухин В.Ю., Ситдиков Н.Р. (2016). Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Геология нефти и газа*, 2, с. 44-55.

Кузьмин Ю.О. (2002). Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная малыми природно-техногенными воздействиями. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, 9, с. 48-54.

Кузьмин Ю.О. (2018). Современная геодинамика раздвиговых разломов. *Физика Земли*, 6, с. 87-105. DOI: 10.1134/S000233371806008X.

Кузьмин Ю.О. (2021). Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа. *Геофизические процессы и биосфера*, 4, с. 103-121. DOI: 10.21455/GPB2021.4-7.

Рыжов А.Е. (2013). Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения. *Вести газовой науки*, 1(12), с. 145-160.

Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. (2021). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента. *Георесурсы*, 3. с. 90-98. DOI 10.18599/grs.2021.3.12

Сведения об авторах

Виталий Семенович Жуков – доктор тех. наук, старший научный сотрудник, доцент, главный научный сотрудник лаборатории 201, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН

Россия, 123242, Москва, ул. Большая Грузинская, д.10, стр.1

Владимир Владимирович Моторыгин – научный сотрудник лаборатории петрофизики, Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ» ФГБУ ВНИГНИ

Россия, 143360, Московская область, Апрелевка, ул. 1-я Кетрица д.1

Статья поступила в редакцию 29.04.2022;
Принята к публикации 05.07.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia)

V.S. Zhukov[1], V.V. Motorygin[2]*

[1]Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

[2]Branch «Aprelevskoye Branch of VNIGNI», VNIGNI, Moscow Region, Aprelevka, Russian Federation

[*]Corresponding author: Vitaly S. Zhukov, e-mail zhukov@ifz.ru

Abstract. The results of laboratory studies of nearly 1,300 samples from 50 wells of reservoirs of three productive terrigenous horizons represented by sandstones and siltstones are considered. Intergranular and fractured components mainly make up the porosity structure of reservoirs and their values influence the main parameters of rocks, including filtration-capacitive properties of reservoirs, and determine the processes of hydrocarbon field development. The spatial distribution of the intergranular and fractured components of reservoir porosity affects the development and exploitation of oil and gas reservoirs and determines the relevance of this study. The values of the fracture and intergranular component of porosity were determined by the author's method using data on open porosity and the rate of elastic wave propagation in rock samples and the mineral skeleton of these samples during the simulation of reservoir conditions. A mosaic area distribution of fractured porosity values, caused by a long geological and tectonic history of the area development, was revealed. We identified zones of increased fractured porosity up to 0.7–0.8 % (percent absolute porosity) in the north and center of the western part of the field, and zones with minimum fractured porosity values of less than 0.2–0.3 % in the eastern part of the field. Results of laboratory core studies showed the presence of fractured porosity in reservoirs up to 1.26 %. The data on the size and distribution of fractured reservoirs across the Chayanda field area may be used to refine the field development project.

Keywords: rock, fractured porosity, intergranular porosity, longitudinal wave velocity, core, well, area distribution

Acknowledgements

The authors express their deep gratitude to the staff of the Laboratory of Integrated Core Studies of Gazprom VNIIGAZ LLC for their assistance in conducting experimental studies of the Chayanda field core, as well as great appreciation to the anonymous reviewers for valuable comments and suggestions that helped to improve the paper.

Recommended citation: Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2022) Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 84–89. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7

References

Bagrintseva, K.I. (1982). Cracking of sedimentary rocks. Moscow: Nedra, 256 c. (In Russ.)

Bagrintseva K.I., Chilingar G.V. (2007). The role of fractures in the development of complex reservoir types and fluid seepage in natural reservoirs. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 28-37. (In Russ.)

Boyarchuk A.F., Shnurman G.A., Bagov L.S. (1991). Method for Determination of Fractured Porosity of Rocks. Patent of the Russian Federation No. 2012021. Patent holder: Boyarchuk A.F. (In Russ.)

Gmid L.P., Belonovskaya L.G., Shibina T.D., Oknova N.S., Ivanovskaya A.V. (2009). Methodological guide for lithologic-petrographic and petrochemical study of sedimentary reservoir rocks. Ed. A.M. Zharkov. St.Petersburg: VNIGRI, 160 c. (In Russ.)

Kryuchkov V.E., Medvedev A.G., Izvekov I.B. (2012). Lithological-facial and geodynamic conditions of formation of Vendian deposits of the Chayanda field. *Vesti gazovoy nauki*, 1(9). pp. 202-207. (In Russ.)

Kryuchkov V.E., Penzin A.A. (2016). Prospects for increasing the explored hydrocarbon reserves of the Chayanda oil and gas condensate field. *Vesti gazovoy nauki*, 1(25), pp. 34-39. (In Russ.)

Kreknin S.G., Pogretsky A.V., Krylov D.N., Trukhin V.Y., Sitdikov N.R. (2016). Modern geological and geophysical model of the Chayanda oil and gas condensate field. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 44-55. (In Russ.)

Kuzmin Yu.O. (2002). Modern anomalous geodynamics of the bowels induced by small natural-technogenic impacts. *Mining informational and analytical bulletin*, 9, pp. 48-54. (In Russ.)

Kuzmin, Yu.O. (2018). Recent Geodynamics of Tensile Faults. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 6, pp. 886-903. DOI: 10.1134/S000233371806008X

Kuzmin, Yu.O. (2021). Deformation consequences of oil and gas field development. *Izvestiya. Atmospheric and Oceanic Physics*, 57(11), pp. 1479-1497. DOI: 10.1134/S0001433821110062

Ryzhov A.E. (2013). Types and properties of terrigenous Vendian reservoirs of the Chayanda field. *Vesti gazovoy nauki*, 1(12), pp. 145-160. (In Russ.)

Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaychenko A.S., Kolomaitsev A.V. (2021). Prospective classification of fractured reservoirs of the crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 90-98. DOI: 10.18599/grs.2021.3.12

Zhukov V.S. (2012). Assessment of reservoir fracturing by elastic wave propagation velocity. *Vesti gazovoy nauki*, 1(9), pp. 148-152. (In Russ.)

Zhukov V.S. (2014). Method of determination of fractured porosity. Patent of the Russian Federation No. 2516392. Patent holder: Gazprom VNIIGAZ LLC.

Zhukov, V.S. Kuzmin, Yu.O. (2020). The Influence of Fracturing of the Rocks and Model Materials on P-wave Propagation Velocity: Experimental Studies. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 56(4), pp. 470-480. DOI 10.31857/S0002333720040109

Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O., Poludin G.A. (2002). Evaluation of earth surface subsidence processes during development of gas fields (by the example of the North Stavropol field). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 7, pp. 54-57. (In Russ.)

Zhukov V.S., Lyugai D.V. (2016a). Determination of filtration-capacitative and elastic properties and electrical parameters of rock samples in the simulation of reservoir conditions. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 56 p. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2016b). Influence of different types of porosity on filtration-capacitative properties of reservoirs (by the example of the Chayanda field). *Vesti gazovoy nauki*, 1(25), pp. 63-67. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2017a). Analysis of some ways to assess fractured porosity. *Vesti gazovoy nauki*, 3(31), pp. 207-215. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2017b). Crack hollowness of rocks: definition, assessment of the impact on filtration-capacitative properties. *Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.: New ideas in oil and gas geology - 2017*. Ed. A.V. Stupakova. Moscow: Pen, pp. 107-111. (In Russ.)

Zhukov V.S., Rassokhin S.G., Motorygin V.V. (2018). Cracks: their contribution to the total void space volume and its changes with the growth of effective pressure in the formation. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 3(75), pp. 49-58. (In Russ.)

About the Authors

Vitaly S. Zhukov – Dr. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Associate Professor, Chief Researcher of the Laboratory 201, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences

Build. 1, 10, Bolshaya Gruzinskaya st., Moscow, 123242, Russian Federation

Vladimir V. Motorygin – Researcher, Laboratory of Petrophysics, Branch «Aprelevskoe Branch of VNIGNI», VNIGNI

1, 1st Ketritsa, Aprelevka, Moscow region, 143360, Russian Federation

Manuscript received 29 April 2022;
Accepted 5 July 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.8

УДК 553.982:543.429.22

Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса

Р.А. Мударисова[1], Ю.В. Волков[1,2], Н.М. Хасанова[1], Б.В. Успенский[1,2]*

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

[2]Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Применение метода электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) широко распространено при изучении карбонатных пород. ЭПР позволяет реконструировать литолого-геохимические обстановки древнего осадконакопления, в том числе окислительно-восстановительные условия и палеорадиоактивность бассейнов седиментации. В работе представлены исследования карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти (Республика Татарстан) по парамагнитным меткам: ионам марганца Mn^{2+}, ион-радикалам SO_3^-, SO_2^-, PO_2^{2-}(PO_2^0) в минералах и свободных радикалов C_{600} в остатках органического вещества в породе. Карбонатные коллекторы Горской структуры, в тектоническом плане приуроченной к восточному борту Мелекесской впадины, представлены двумя основными литотипами: доломитовыми баундстоунами и доломитовыми оолитовыми пакстоунами, имеющие различные постседиментационные изменения. Данные ЭПР получены по 28 образцам, отобранных с шагом 0,5–1,5 м по разрезу скважины №8001. По спектрам ЭПР иона Mn^{2+} и его содержанию в карбонатных минералах выявлен лагунно-морской генезис пород Горского поднятия. Установлена доминирующая доломитовая минерализация разреза. Отсутствие ион-радикалов в карбонатных минералах и невысокие значения степени заселенности магниевой и кальциевой позиций доломитов обусловлено вторичностью карбонатов. Распределение ионов марганца, органических и неорганических радикалов в породе по разрезу показано одновременно с ее коллекторскими свойствами и условиями образования двух литотипов доломитов.

Ключевые слова: нижнеказанские отложения, карбонатные отложения, электронный парамагнитный резонанс, баундстоун, оолитовый пакстоун

Для цитирования: Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Хасанова Н.М., Успенский Б.В. (2022). Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса. *Георесурсы*, 24(3), с. 90–98. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.8

Введение

Целью работы является рассмотрение неоднородности строения доломитовых пород раннеказанского возраста и восстановление палеогеографических и палеотектонических условий их формирования по парамагнитным меткам (ПМ) на примере двух литотипов: доломитового баундстоуна и оолитового пакстоуна Горского месторождения сверхвязкой нефти (СВН), в тектоническом плане приуроченного к восточному борту Мелекесской впадины (Республика Татарстан) (рис. 1).

На Горском месторождении СВН, являющимся примером рифогенной структуры, основные продуктивные отложения приурочены к камышлинскому горизонту казанского яруса. По особенностям строения и состава изученных пород можно выделить два основных литотипа карбонатных продуктивных пород-коллекторов по классификации Р. Данхема (рис. 2): интракластовые доломитовые баундстоуны и пористые оолитовые доломитовые пакстоуны. В большинстве случаев пустотное пространство заполнено битумом, вторичным кальцитом или сульфатами. Покрышкой являются алевритово-глинистые отложения красноярского горизонта толщиной 6–8 метров, а карбонаты камышлинского горизонта залегают в основном на ангидритах сакмарского яруса. Способ образования доломитовых пород – вторичный в процессе замещения оолитовых и органогенных известняков. Структуры таких пород являются унаследованными – реликтовыми-органогенными и реликтово-оолитовыми (Кротов, 1925).

Горская структура в палеогеографическом отношении находится на стыке зоны открытого моря, среднего и мелкого шельфа. Начальный этап формирования рельефа пермских отложений связан с образованием аккумулятивных форм, представляющих своеобразные структурные элементы облекания ядер рифогенных образований (биогермов), возникших в каменноугольное и позднедевонское время и приуроченных к внешней бортовой зоне Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов.

Казанские отложения – это мощная толща (более 100 метров) карбонатных и терригенных горных пород

* Ответственный автор: Раушания Айдаровна Мударисова
e-mail: rayshania@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

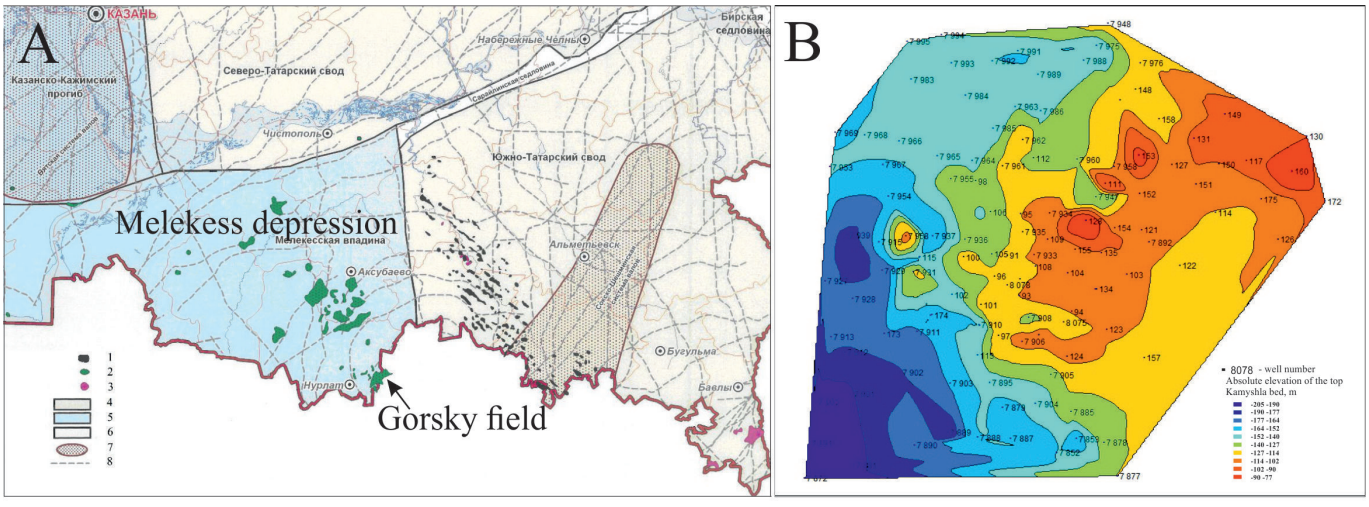


Рис. 1. А) Месторождения природных битумов и битумопроявления Республики Татарстан: 1 – уфимского яруса, 2 – казанского яруса; 3 – сакмарского яруса; 4 – своды; 5 – впадины, прогибы; 6 – седловины; 7 – системы валов второго порядка (С-Р); 8 – разломы фундамента (Гатиятуллин, 2010). В) Структурная карта по кровле камышлинского горизонта в районе Горского поднятия. Масштаб 1:50000

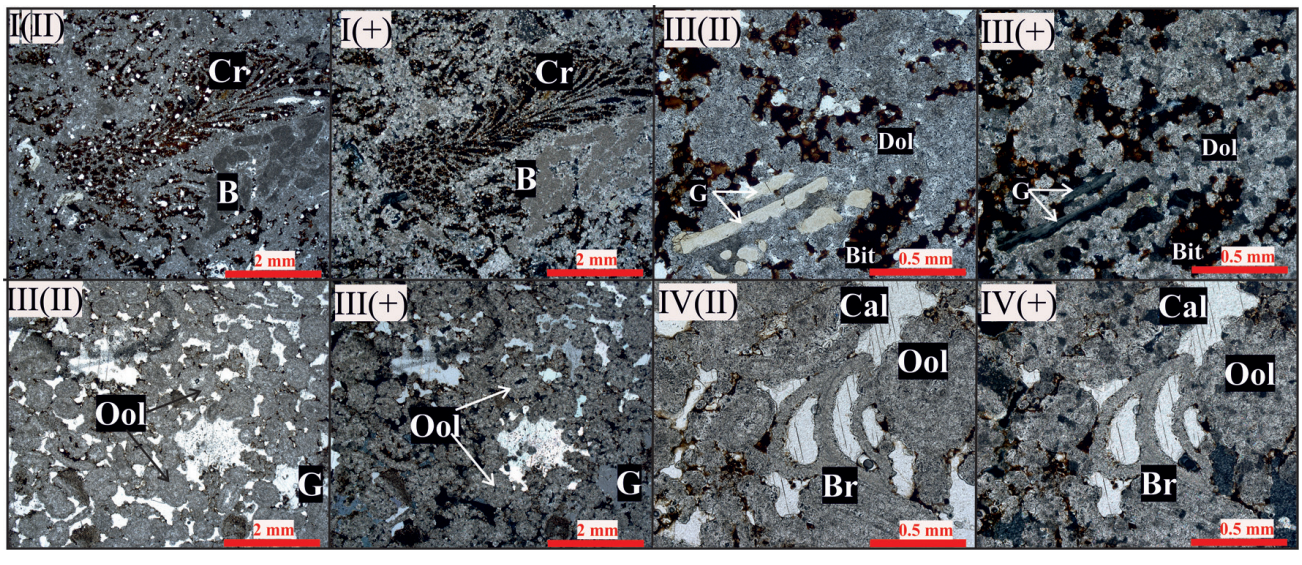


Рис. 2. Микрофотографии петрографических шлифов пород камышлинского горизонта: I, II – баундстоун при двух положениях николей (|| и +), III, IV – оолитовый пакстоун при двух положениях николей (|| и +); Dol – доломит, Ool – ооиды, Cal – кристаллы кальцита, G – гипс, Cr – криноидеи, Br – брахиоподы, B – мшанки, Bit – битум

с прослоями и включениями сульфатов (Продуктивные битуминозные толщи…, 1982). В разрезе нижнеказанских отложений наблюдается характерная ритмичность чередования пород (Успенский и др., 2008). Крупные ритмы, к которым относятся байтуганский, камышлинский и красноярский горизонты, подразделяются на более мелкие, отвечающие отдельным пластам, соответствующим кратковременным периодически повторяющимся сужениям и расширениям бассейна седиментации. Образование нижнеказанских отложений в пределах краевой части восточного борта Мелекесской впадины происходило в очень сложной геологической обстановке. В казанский век усилившиеся тектонические опускания привели к расширению морского бассейна в западном направлении. Максимального развития раннеказанское море достигло в камышлинское время, что привело к возобновлению роста Горской рифогенной структуры (Мударисова и др., 2021). В это же время изменение гидродинамической обстановки в периоды нарастающей регрессии бассейна седиментации способствовало обильному выпадению оолитов в мелководной части рифа Горской структуры.

В красноярское время общий подъем территории вызвал обмеление моря. Происходило обрушение рифа и формирование склоновой брекчии и обломочных доломитов (Игнатьев, 1976; Успенский и др., 2008). С началом регрессии морского бассейна в условиях умеренно-теплого и относительно сухого климата образуются глинистые породы. В позднеказанское время палеотектоническая обстановка сохранила черты сходства с предшествующим периодом развития, хотя распределение фаций изменилось. Сульфатизация доломитов протекала в уже сформированной породе, за счет осаждения сульфатов в порах и кавернах из циркулирующих растворов (Продуктивные битуминозные толщи…, 1982).

Методологический обзор ЭПР

Метод ЭПР широко применяется для решения общегеологических вопросов и вопросов, связанных непосредственно с практикой геологоразведочных работ. ЭПР с успехом позволяет получать объективные данные об

условиях образования минералов (Майдль и др., 2017), а также дополнительную информацию, в частности, особенности неоднородности строения разреза и его детализации (Нургалиева и др., 2017).

Спектроскопия ЭПР – метод, применяемый для исследования систем с ненулевым суммарным электронным спиновым магнитным моментом, т.е. обладающих одним или несколькими неспаренными электронами. Этому условно удовлетворяют, в частности, ионы многих переходных и редкоземельных металлов, а также свободные радикалы, содержащие один неспаренный электрон. Основой метода ЭПР является способность веществ, содержащих подобные системы, поглощать при определенных условиях энергию поля сверхвысокой частоты (СВЧ).

Условие резонанса определяется соотношением:

$$h\nu = g\mu H,$$

где h – постоянная Планка, μ – магнетрон Бора, ν – частота СВЧ-генератора, H – напряженность резонансного постоянного магнитного поля, g – g-фактор, определяющий изменение положения линий поглощения в спектре при одинаковых условиях hν и H в зависимости от особенностей состояния парамагнитного электрона в исследуемом образце; g-фактор большинства ионов переходных металлов и свободных радикалов имеет значение $g \approx 2$ (Вертц, Болтон, 1975; Otamendia et al., 2005).

Напряжённость поля, при которой может наступить резонанс, зависит от ориентации радикала по отношению к приложенному полю, поэтому различные ионы и свободные радикалы могут иметь отличающиеся g-факторы, каждая компонента которых может быть больше или меньше чисто спинового значения 2,0023. Таким образом, g-фактор – характеристика вещества в условии резонанса. Этот фактор содержит информацию об электронном строении парамагнитного центра и его симметрии (Эткинск, Саймонс, 1970).

Взаимодействие магнитного момента неспаренного электрона с магнитным моментом окружающих ядер способствует возникновению сверхтонких взаимодействий (СТВ). Ввиду того, что спиновое квантовое число I таких магнитных ядер принимает значения – 1/2, 1, 3/2, 2…., а мультиплетность состояния ядерных спинов определяется выражением 2I+1, то вместо простого спектра ЭПР будут наблюдать спектры с большим числом линий. Этот факт позволяет однозначно идентифицировать парамагнитные центры по числу линий в спектре.

Экспериментальные параметры, получаемые из спектра ЭПР монокристалла, включают в себя: ширину и форму линий спектра, их интенсивность, главные значения g- и A-тензоров и их направления относительно кристаллографических осей, позицию центра (иона, ион-радикала) в структуре. Эти параметры позволяют идентифицировать парамагнитный центр – выяснить его природу, модель и механизм образования, распределение по кристаллу, взаимодействие с магнитными ядрами окружения и др. Качественная оценка концентрации парамагнитного центра определяется числом спинов, характеризующих данный ион или радикал, и, следовательно, она пропорциональна интенсивности линий наблюдаемого спектра. Аналогичную оценку можно проводить и по площади линий спектра. Для количественной оценки необходимо сравнение линии спектра с сигналом известной концентрации спинов.

Парамагнитные центры (ПЦ) представляют собой своеобразные парамагнитные метки. Наиболее распространенными ПЦ в исследуемых породах являются примесные ионы Mn^{2+}, которые, имея одинаковую валентность, изоморфно замещают Ca^{2+} в кальците $CaCO_3$, Mg^{2+} в магнезите $Mg(CO_3)$ и Ca^{2+} и Mg^{2+} в доломите $CaMg(CO_3)_2$. Интенсивность и форма линий на спектрах ЭПР ионов марганца (Mn^{2+}) отражают минеральный вид карбонатов (кальцит, доломит, магнезит), степень карбонатности пород. ПЦ фиксируют диагностические признаки, используемые при реконструкции условий формирования осадочных пород и постседиментационных изменений, степени деградации сингенетичного органического вещества (ОВ) пород. Использование метода ЭПР для изучения карбонатных пород широко представлено в научной литературе (Bulka et al., 1991; Lloyd et al., 1993; Otamendia et al., 2006; Муравьев, 2007; Нургалиева и др., 2017; Майдль и др., 2017).

Кроме ионов марганца (Mn^{2+}) в изучаемых карбонатных образцах наблюдаются электронно-дырочные центры (ЭДЦ) в кристаллах кальцита и доломита – это ион-радикалы SO_3^-, SO_2^-, $PO_2^{2-}(PO_2^0)$, а также продукты термической обработки ОВ при температуре 600°С – углеродные радикалы C_{600}.

Марганец является элементом, чувствительным к окислительно-восстановительному потенциалу, информация по которому может быть полезной для палеореконструкций условий образования пород-коллекторов (например, Herndon et al., 2018). Содержание Mn^{2+} возрастает с увеличением количества кальцита, а присутствие кальцита напрямую связано с трансгрессиями и с более глубокой средой осадконакопления (Otamendia et al., 2006). Повышенные содержания Mn^{2+} по разрезу можно связать и с привносом этого элемента в бассейн поверхностными водами. Содержание марганца (Mn^{2+}) в карбонатах гумидных зон значительно выше, чем в аридных (Ронов, 1973). Марганец Mn^{2+} диагенетически концентрируется из первоначального рассеянного состояния (Страхов, 1963). Геохимическая подвижность железа и марганца ограничивается из-за резкого повышения содержания O_2 в атмосфере, увеличения Eh и pH вод суши и океанов, что важно и при формировании оолитов.

Увеличение содержания марганца Mn^{2+} в доломитах характеризует более восстановленные условия перекристаллизации в присутствии углеводородов. Значимое уменьшение концентрации марганца в карбонатных породах свидетельствует о процессах перекристаллизации известняков в передовых частях фронта мигрирующих углеводородов.

Таким образом, парамагнитные центры карбонатных осадочных горных пород, выявляемые методом ЭПР, можно использовать в качестве парамагнитных меток конкретных минералов.

Методика исследований

С помощью метода ЭПР исследованы 28 образцов кернового материала (исходные и после экстракции) из скважины №8001 Горского месторождения Иглайкинской площади структурного бурения с отбором проб 0,5–1,5 м из продуктивных отложений. Изучены спектры ЭПР исходных образцов и образцов после экстрагирования растворимой

части углеводородов, подвергнутые процессу термоактивации при температуре 600°С в течение 30 минут в водородной среде и охлажденные до комнатной температуры.

Методика выполнения работ с использованием ЭПР. Образцы кернового материала, предварительно взвешенные, измельчались в агатовой ступке. Далее измельченные пробы с размером частиц < 0,05 мм и массой от 20 до 100 мг, в стандартной кварцевой ампуле помещались в резонатор малогабаритного спектрометра EPRCMS 8400 (рабочая частота – 9,4 ГГц, частота модуляции индукции поляризующего поля – 100 кГц). Программный интерфейс «EPR Commander 4.0» организует и обеспечивает связь с прибором, регламент регистрации измерений и математической обработки линий спектра и экспорт спектра в файлы графических и текстовых данных и представлений. Полученные значения интенсивности соответствующих линий в спектрах ЭПР нормировали в соответствии с массой образца, получая содержание ПЦ в относительных единицах. В качестве репера для измерения g-фактора использовали сигнал ЭПР от электронов проводимости литий-литий-фтора с хорошо определенным g-фактором, равным 2,0023.

Результаты исследований

На рисунке 3 приведены спектры ЭПР ионов марганца Mn^{2+} доломитового баундстоуна (образец №28), доломитового оолитового пакстоуна (образец №42) и доломитового баундстоуна (образец №49). Спектр состоит из шести интенсивных линий сверхтонкой структуры (I = 5/2) электронного спинового перехода (-½ → ½) и усложнен присутствием в доломите двух отличающих СТС в позициях Mg и Ca в структуре доломита, а также большого количества менее интенсивных линий остальных электронных и ядерных спиновых переходов (рис. 3) (Крутиков, 2001; Вотяков и др., 2005; Муравьев, 2007; Майдль и др., 2017). Общая концентрация Mn^{2+} в карбонатах измерялась по первой низко полевой линии секстета сверхтонкой структуры I_{Mn}, поскольку в этой области наблюдаются только сигналы примесного Mn^{2+} в структуре карбонатов, и отсутствуют линии от других ионов (например, ванадия V^{4+} в структуре порфиринов нефти).

Для карбонатов по участку спектра иона Mn^{2+} сильнополевой крайней линии (регистрировали участок спектра в диапазоне магнитного поля – 354–364 мТл, центр – 359 мТл) вычислялся параметр α для оценивания заселенности позиций магния и кальция в доломите, для выделения участков смешанного фазового состояния карбонатов: появление линий ЭПР марганца в доломите, кальците и магнезите. *Параметр α* является мерой относительной заселенности позиции Ca^{2+} и Mg^{2+} примесными ионами Mn^{2+} в структуре минерала доломита и имеет эмпирическую формулу ($K_д$, по Крутикову В.Ф., 2001): α = 15*I(Mg^{2+})/I(Ca^{2+}), где I – интенсивность линии Mn^{2+} в позиции Mg^{2+} и позиции /Ca^{2+}.

В ряду шести интенсивных линий СТС между 3 и 4 линиями (рис. 3) регистрируются линии сульфатных, фосфорных радикалов и свободных радикалов органического вещества.

На рисунке 4 представлены спектры ЭПР при развертке магнитного поля (диапазон – 331–337 мТл, с центром 334,5 мТл) в области радикалов доломитового баундстоуна (образец №28), доломитового оолитового пакстоуна (образец №42) и доломитового баундстоуна (образец №49). Наблюдаются спектры ЭПР ион-радикалов SO_3^-, SO_2^-, PO_2^{2-}(PO_2^0) (рис. 4), а также радикалов органического вещества термостатированных образцов при 600°С (рис. 5) в диапазоне магнитного поля 332,5–337,5 мТл.

Образование сигнала ЭПР свободных радикалов остатков органического вещества связано с процессами его деструктуризации, происходящими в природе. При этом некоторые свободные радикалы остатков ОВ компенсируются, если в окружающей среде много серы, кислорода, марганца, железа. В случае быстрой минерализации (кристаллы или аморфные вещества), остатки ОВ захватываются минеральными матрицами новообразований, и таким образом нескомпенсированные радикалы способны сохраняться более миллиарда лет, если минеральные матрицы не подвергались разрушению или прогреву выше 600°С. Сигналы ЭПР радикалов слабоизменённых, не полимеризованных остатков ОВ различаются по характеристикам: для животно-белкового ряда (включая бактерий) типичны ширина линий ΔH ~ 0,5÷4 Гс и g-фактор ~ 2,0026÷2,0028, а для остатков ОВ растительного происхождения (лигнин, целлюлоза) характерны g ~ 2,0030÷2,0038 и ΔH ~ 4÷7 Гс.

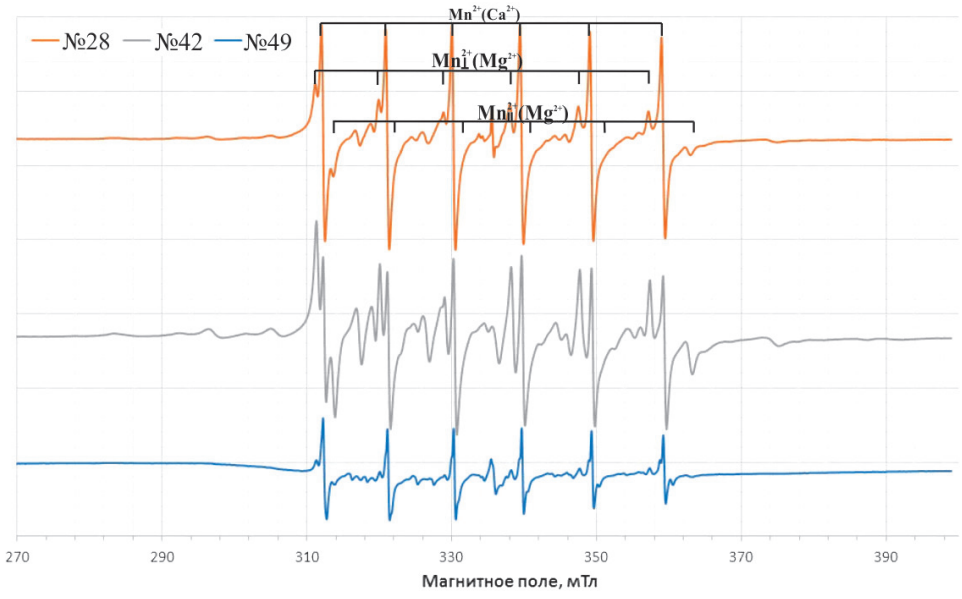


Рис. 3. Спектры ЭПР ионов марганца Mn^{2+} доломитового баундстоуна (образец №28), доломитового оолитового пакстоуна (образец №42) и доломитового баундстоуна (образец №49)

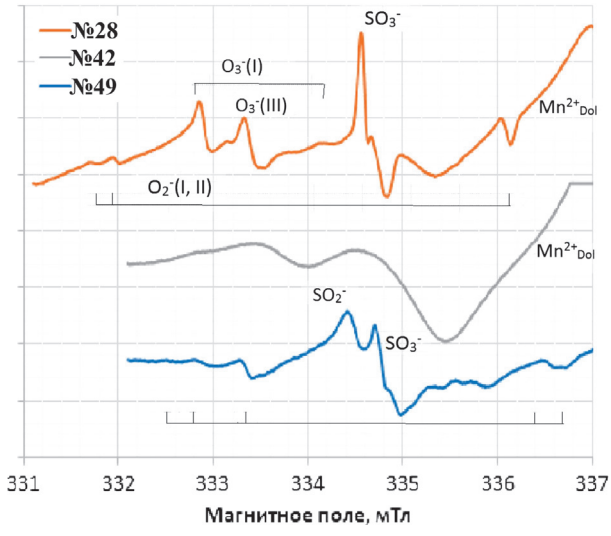


Рис. 4. Спектры ЭПР при выборочной развертке образцов скважины №8001: Образец №28 (доломитовый баундстоун) – сульфатный радикал в ангидрите; Образец №42 (доломитовый оолитовый пакстоун) – отсутствие радикалов в доломите; Образец №49 (доломитовый баундстоун) – сульфатные и фосфорные радикалы в доломите

При катагенетических преобразованиях горных пород под действием возрастающей температуры и давления по мере увеличения глубины погружения эти остатки ОВ претерпевают полимеризацию, а g-фактор изменяется от 2,0027 в остатках органического вещества белково-животного происхождения (радикалы деструктурирующихся аминокислот) до 2,0026 в нефтях и 2,0024 в антраксолите. Аналогично изменяется g-фактор в остатках ОВ растительного ряда. Чем больше ароматизация углерода, и, соответственно, меньше водорода находится в химической связи с углеродом, тем ближе значение g-фактора к g = 2,0023.

Также могут быть активированы парамагнитные свойства в лабораторных условиях при термическом отжиге. Отсутствие сигналов радикалов остатков ОВ на спектрах ЭПР исходных проб свидетельствует либо об отсутствии этих остатков, либо об их хорошей сохранности в породе, не подвергавшейся разрушению или прогреву в природе. Поэтому проводится лабораторный отжиг до 350°C, позволяющий активировать радикалы остатков ОВ растительного ряда, а отжиг до 600°C – радикалы белково-животного происхождения. Если же прогрев происходит вместе с породой, или были захоронены вещества в уже отожженном виде, то сигнал радикала остатков ОВ наблюдается на спектрах ЭПР исходных проб, но на характеристики природный отжиг не влияет.

В исследуемых породах обнаружен и исследован свободный углеродный радикал C_{600} (при отжиге 600°C). При такой температуре активируется сигнал ЭПР нерастворимого органического вещества (C_{600}) белково-животного ряда (рис. 5). Появление органических радикалов C_{600} указывают на участие морской фауны при образовании карбонатов (Фахрутдинов и др., 2015).

Обсуждение результатов

Первые результаты по исследованиям скважин Горского месторождения СВН приведены в работе (Мударисова и др., 2021). В результате анализа спектров ЭПР карбонатных пород камышлинского горизонта установлена доминирующая доломитовая минерализация всего разреза; отсутствие сульфат-радикалов говорит об умеренной солености морского бассейна седиментации камышлинских отложений; в большинстве образцов отмечается присутствие растительных углефицированных остатков.

Узкие линии спектра ЭПР иона Mn^{2+} в диапазоне магнитного поля 354–364 мТл, до 0,3 мТл (рис. 3) и пониженное содержание Mn^{2+} указывают на преимущественно морские и лагунно-морские условия осадконакопления (Фахрутдинов и др., 2015; Нургалиева и др., 2017).

Значения параметра α изменяются по разрезу от 1,1 до 7,5. Уменьшение параметра α коррелируется с увеличением плотности карбонатов (по кривой НГК) (рис. 6). Распределение Mn^{2+} по Ca- и Mg-позициям и значение α в доломитах можно увязать с фациальными условиями формирования и со скоростями их кристаллизации – чем больше эти скорости, тем менее упорядоченным образуется доломит, и ионы Mn^{2+} не успевают занять наиболее предпочтительные позиции Mg^{2+} в кристаллической решетке. При вторичном изменении *доломит, как более консервативный минерал, может помнить*

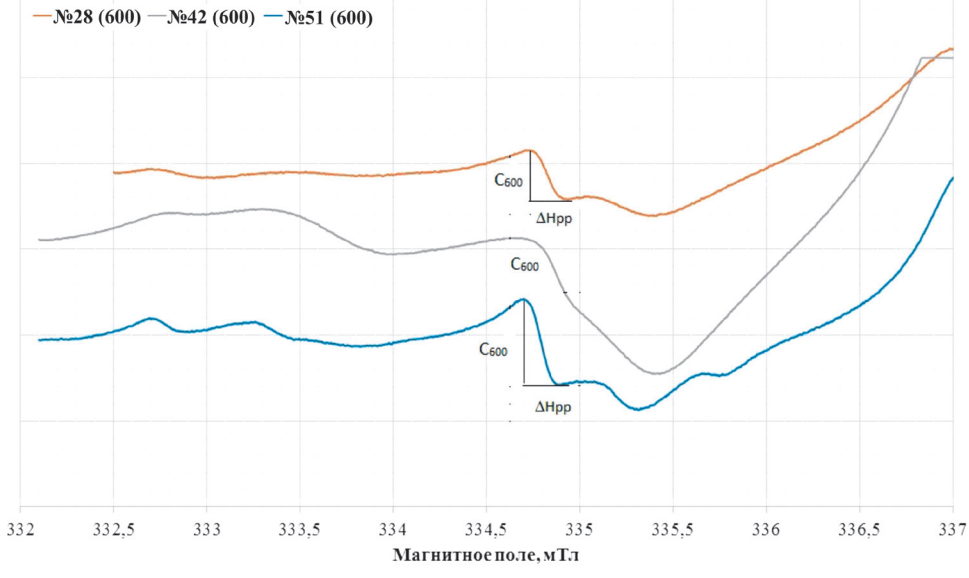


Рис. 5. Участок спектра ЭПР между 3 и 4 линиями иона Mn^{2+} в доломитовом баундстоуне (образец №28), доломитовом оолитовом пакстоуне (образец №42) и доломитовом баундстоуне (образец №49) после отжига при 600°C, сигнал свободного органического радикала (C_{600})

геохимические условия седиментации, записанные в его составе. При этом количество изоморфного марганца Mn^{2+} в карбонатных породах зависит от геохимических условий седименто- и диагенеза и интенсивностью речного стока и опреснения бассейновых вод (Хасанов, 1999). По параметру α все доломитовые породы могут быть разбиты на две группы: α ~ 1,1–5,0 и 5,0 < α < 7,5. К первой группе чаще приурочены доломитовые баундстоуны, а ко второй оолитовые доломитовые пакстоуны. Первые, эпигенетические доломиты, формировались при длительном воздействии на известняки мигрирующих углеводородов в теле разрушающейся окисляющейся Горской залежи, а вторые претерпевали менее продолжительные изменения.

На рисунке 6 показаны изменения содержания по разрезу скважины №8001: 1) ПЦ марганца Mn^{2+}, органических радикалов, сульфатных радикалов, параметра α; 2) коллекторских свойств: проницаемости $k_{пр}$, открытой пористости m и нефтенасыщенности $k_н$. Также приведены кривые гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа. Макроописание керна, петрографический анализ образцов, данные метода ЭПР, проведенные для выяснения взаимоотношений доломита и сульфатов и условий их формирования и разрушения залежи, позволяют в разрезе камышлинского горизонта скважины №8001 выделить 7 пропластков (табл. 1). Основным маркером расчленения разреза, в большей степени, явился параметр α, в меньшей – описание керна, интерпретация ГИС, распределение парамагнитных центров Mn^{2+} и ион-радикалов SO_2^-, SO_3^-, а также органического радикала C_{600} (рис. 6).

В интервале глубин 265,0–276,5 м в образце №3 (баундстоун) ионы Mn^{2+} замещают Ca^{2+} в кальците $CaCO_3$ и Mg^{2+} в магнезите $Mg(CO_3)$, образуя два минерала и появление магнезита в доломитовых образцах №№10, 22 и 42 других интервалов говорит о вторичном происхождении доломитов.

Низкие содержания примесных ионов Mn^{2+}, отсутствие SO_2^- в карбонатах верхней части разреза в интервале глубин 265,0–276,5 м указывают на интенсивные постседиментационные изменения в слое: вторичная кальцитизация, сульфатизация пород и преобразования при миграции углеводородов, характерные для отложений раннеказанского возраста.

Отсутствие сульфатных и фосфорных радикалов в доломите исходных образцов, низкие значения параметра α (1–2) в интервале глубин 278,5–283,5 м свидетельствуют об эпигенетичности доломитов и более длительных

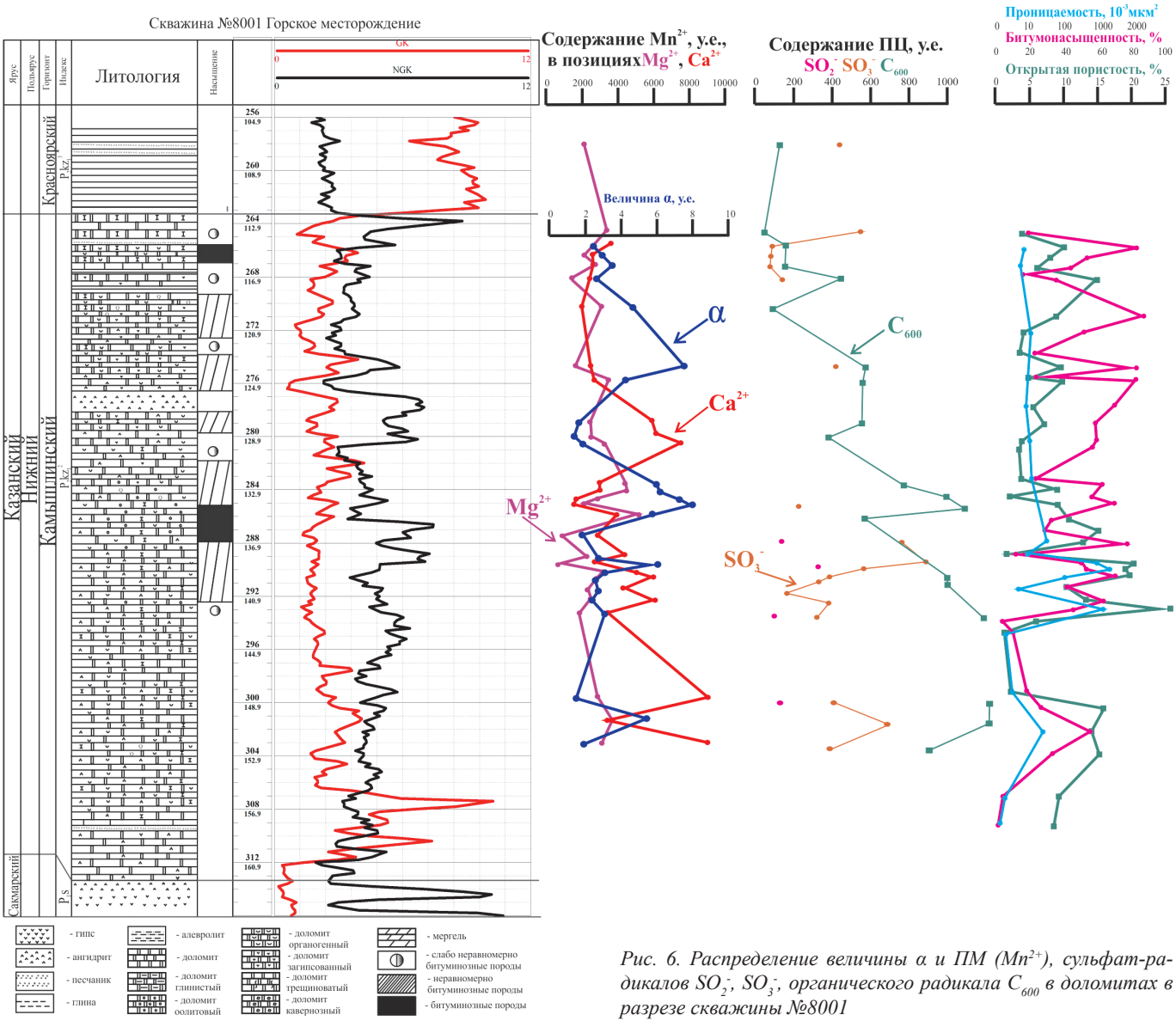


Рис. 6. Распределение величины α и ПМ (Mn^{2+}), сульфат-радикалов SO_2^-, SO_3^-, органического радикала C_{600} в доломитах в разрезе скважины №8001

Стратон	Глубина, м	№ образца, глубина отбора		Литология	ПМ					
					Mn^{2+}	α	SO_3^-	SO_2^-	PO_2^{2}	C_{600}
камышлинский горизонт	263,3–265,0	3	265,0	баундстоун, с включениями кристаллов кварца, неравномерно пятнисто б/нас	+	н.о.	+	н.о.	н.о.	+
	265,5-276,5	6	266,5	интракластовый доломитовый баундстоун, пятнисто б/нас	+	+	+	н.о.	н.о.	+
		7	267,2		+	+	+	н.о.	н.о.	-
		8	268,0		+	+	+	н.о.	н.о.	+
		10	268,7		+	+	+	н.о.	+	+
		12	271,1		+	+	н.о.+	н.о.	н.о.	+
		22	275,3		+	+	н.о.	н.о.	+	+
		25	276,6		+	+		н.о.	н.о.	+
	278,2-283,5	28	279,6	интракластовый доломитовый баундстоун, с прослоями оолитового доломитового пакстоуна и прожилками сульфатов, интенсивно пятнисто б/нас	+	+	+*	н.о.	н.о.	+
		32	281,6		+	+	+*	н.о.	н.о.	+
		33	282,2		+	+	+*	н.о.	н.о.	-
	283,5-288,5	37	284,1	пористый оолитовый доломитовый пакстоун с редкими прослоями баундстоуна, неравномерно интенсивно б/нас	+	+	н.о.	н.о.	н.о.	+
		38	284,7		+	+	н.о.	н.о.	н.о.	+
		39	285,1		+	+	н.о.	н.о.	н.о.	-
		40	285,5		+	+	+	+	н.о.	+
		42	286,8		+	++	н.о.+	н.о.+	н.о.	+
		45	288,5		+				+	-
	288,5-293,4	48	289,8	интракластовый доломитовый баундстоун, крепкий, с прожилками сульфатов, интенсивно пятнисто б/нас	+	+	+	+	н.о.	-
		49	290,3		+	+	+	+	+	-
		50	290,7		+	+	+	+	н.о.	+
		51	291,3		+	+	+	+	н.о.	+
		53	292,3		+	+	н.о.+	+	н.о.	-
		54	292,9		+	+		+	н.о.	-
	293,4-298,1	56	293,9	пелоидный долостоун, крепкий, интенсивно сульфитизированный	+	+	+	+	н.о.	+
	298,1-306,5	68	300,3	интракластовый доломитовый баундстоун, крепкий, интенсивно сульфитизированный	+	+	+	+	н.о.	+
		71	301,9		+	+	+	н.о.	н.о.	+
		74	303,5		+	+	+	н.о.	н.о.	+

Табл. 1. Распределение пропластков по скважине №8001 с парамагнитными метками. «+» – наличие ПЦ, «-» – не проводилось, н.о. – не обнаружено, «+» – наличие радикала SO_3^- в ангидрите, б/нас – битумонасыщенный*

изменениях, произошедших в них. Появление сульфатного и трех кислородных радикалов в ангидрите (рис. 4, образец №28) свидетельствуют о новообразованном ангидрите, образовавшемся в окислительной среде из поверхностных растворов вод практически сразу после образования карбонатов во время формирования Горской ловушки в момент обмеления рифа.

Появление и преобладание сульфат-радикала SO_3^- над SO_2^- радикалом (рис. 4) в баундстоунах в интервале глубин 288,5–306,5 м свидетельствует о преобладании окислительных процессов при перекристаллизации карбонатов под воздействием агрессивных сульфатных вод. Отсутствие сульфат-радикалов SO_2^-, SO_3^- (рис. 4), но присутствие C_{600} в интервале 283,5–288,5 м вызвано частичной вторичной кальцитизацией в доломитовых пористых оолитовых пакстоунах (Муравьев, 2007).

Присутствие радикала фосфора PO_2^{2-}(PO_2^0) в кальците в интервалах глубин 266,5–277,2 м; 278,5–283,5 м; 288,6–303,5 м, возможно, указывает на активную микробиологическую деятельность, связанную с наличием интенсивного битумонасыщения в этих интервалах, а также на высокую скорость минералообразования, т.к. фосфор является востребованным элементом в живой природе.

Распределение свободных органических радикалов C_{600} по всему разрезу скважины №8001 свидетельствует о наибольшей биологической продуктивности бассейна во время формирования камышлинского горизонта, что коррелируется с выводами авторов об органогенной природе карбонатных пород Горской структуры (Мударисова и др., 2021). Увеличение концентраций SO_2^-, SO_3^--центров, C_{600} в интервалах глубин 288,5–293,4 и 298,1–306,5 м связано с более «мористой» частью разреза (Муравьев, 2007).

Выводы

Определен источник поступления Mn, обосновано использование сведений по Mn как определителя маркера палеосред. В результате проведенных исследований методом ЭПР рассмотрены спектры распределения марганца Mn^{2+} для карбонатных отложений казанского возраста Горского месторождения СВН. Показано, что формирование отложений контролируется палеоэкологическими изменениями, окислительно-восстановительными условиями и типом климата. Изменение содержания марганца Mn^{2+}, наличие или отсутствие органических и неорганических радикалов позволило уточнить неоднородность строения карбонатных пород-коллекторов по минералогическим фазам.

По спектрам ЭПР марганца Mn^{2+}, как и по описанию шлифов, определена доминирующая доломитовая минерализация в образцах камышлинских отложений. По спектрам ЭПР марганца Mn^{2+} выявлен лагунно-морской генезис образования карбонатов. По степени заселенности магниевой и кальциевой позиции в доломите (α) породы-коллекторы разбиты на две группы: α ~ 1,1–5,0

и 5,0 < α < 7,5, при этом карбонаты первой группы, преимущественно доломитовые баундстоуны, претерпевали более длительные изменения, чем карбонаты второй группы. Отсутствие сульфат-радикалов в доломитовых баундстоунах и оолитовых пакстоунах показывает вторичность пород, а наличие сульфат-радикала в ангидрите – новообразованный минерал. Присутствие C_{600} остатков ОВ в карбонатных породах, приуроченность его к морским отложениям и реликтовость пород указывают на хорошие консервирующее способности карбонатов Горского месторождения СВН.

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензенту за уделенное время, ценные замечания и обширные внесенные правки в статье.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-35-90060.

Литература

Вертц Дж., Болтон Дж. (1975). Теория и практические приложения метода ЭПР. Пер. с англ. М.Г. Гольдфельда; под ред. Л.А. Блюменфельда. М: Мир, 548 с.

Вотяков С.Л., Галеев А.А., Галахова О.Л., Леонова Л.В., Ильиных А.С. (2005). ЭПР как метод исследования органической компоненты биогенных карбонатных пород (на примере строматолитсодержащих пород рифея Южного Урала). *ЕЖЕГОДНИК Института геологии и геохимии УРО РАН,* с. 39-47.

Гатиятуллин Н.С. (2010). Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефти на территории Республики Татарстан. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(3), с. 1-9.

Игнатьев В.И. (1976). Формирование Волго-Уральской антиклизы в пермский период. Казань: Изд-во КГУ, 256 с.

Кротов Б.П. (1925). Доломиты, их образование, условия устойчивости в земной коре и изменения в связи с изучением доломитов верхних горизонтов казанского яруса в окрестностях г. Казани. *Труды Казанского общества естествоиспытателей*, 50(6).

Крутиков В.Ф. (2001). Радиоспектроскопия минералов и горных пород месторождений нерудных полезных ископаемых: *Дис. докт. геол.-мин. наук*. Казань, 287 с.

Майдль Т.В., Лютоев В.П., Даньщикова И.И., Головатая О.С. (2017). Использование электронного парамагнитного резонанса для выявления признаков тектонических преобразований в карбонатных породах надвиговых зон (на примере силурийско-ордовикских отложений скв. 1-Адакская, центральная часть гряды Чернышева). *Вестник ИГ Коми ИЦ УрО РАН,* 2, с. 29-40. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-2-29-40

Мударисова Р.А., Успенский Б.В., Волков Ю.В., Хасанова Н.М., Баранова А.Г. (2020). Литолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР на примере Горского месторождения СВН. *Экспозиция. Нефть. Газ, 4(77)*, с. 15-19. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10115

Муравьёв Ф.А. (2007). Литолого-минералогическая характеристика пермских маркирующих карбонатных горизонтов РТ. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. Казань, 219 с.

Нургалиева Н.Г. Аникина Е.А., Хасанова Н.М. (2017). Строение турнейских нефтеносных известняков южного склона Южно-Татарского свода по данным петрофизических и геохимических исследований *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 46-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-46-48

Продуктивные битуминозные толщи пермских отложений Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода (1982). Под. ред. В.И. Троепольского, Н.П. Лебедева. Казань: Изд-во КГУ, 104 с.

Ронов А.Б. (1973). Эволюция состава пород и геохимических процессов в осадочной оболочке Земли. *Межд. геохим. конгресс: Тр. ГЕОХИ,* I(IY), с. 28-44.

Страхов Н.М. (1963). Типы литогенеза и эволюции в истории Земли. М: Госгеолтехиздат, 535 с.

Хасанов Р.Р. (1999). Геохимическая эволюция позднепермского осадочного бассейна Волго-Камского региона Верхнепермские стратотипы Поволжья. *Докл. межд. симп*. М: ГЕОС, с. 151-156.

Успенский Б.В., Валеева И.Ф. (2008). Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ГАРТ, 347 с.

Фахрутдинов Э.И., Нургалиева Н.Г., Хасанова Н.М., Силантьев В.В. (2015). Литолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР опорного разреза. *Ученые записки Казанского университета*, 157(3), с. 87–101.

Эткинс П.У., Саймонс М. (1970). Спектры ЭПР и строение неорганических радикалов. Пер. с англ. Э.Д. Германа; под ред. М.Е. Дяткиной. М: Мир, 310 с.

Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Mukhutdinova N.G., Vinokurov V.M., Galeev A.A. (1991). EPR probes in sedimentary rocks: the features of Mn^{2+} and free radicals distribution in the Permian formation in Tatarstan. *Appl. Magn. Reson.,* 2(1), pp. 107-115.

Herndon E.M., Havig J.R., Singer D.M., McCormick M.L., Kump L.R. (2018). Manganese and iron geochemistry in sediments underlying the redox-stratified Fayetteville Green Lake. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 231, pp. 50-63. DOI: 10.1016/j.gca.2018.04.013

Lloyd R.V., Morie C.S., Lumsden D.N. (1991). ESR-determined manganese partitioning ratios in dolomite synthesized at 180° and 250°C. *Chemical Geology*, 105, pp. 253-257. DOI: 10.1016/0009-2541(93)90129-7

Otamendia A.M., Díaz M., Costanzo-Álvarez V., Aldana M., Pilloud A. (2006). EPR stratigraphy applied to the study of two marine sedimentary sections in southwestern Venezuela. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 154, pp. 243-254. DOI: 10.1016/j.pepi.2005.04.015

Сведение об авторах

Раушания Айдаровна Мударисова – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Юрий Васильевич Волков – кандидат геолого-минералогических наук, 1) доцент кафедры геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета, 2) старший научный сотрудник геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Наиля Мидхатовна Хасанова – канд. физ.-мат. наук, инженер НИЛ методов увеличения нефтеотдачи Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Борис Вадимович Успенский – доктор геол.-мин. наук, 1) заведующий кафедрой геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, 2) старший научный сотрудник геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 21.09.2021;
Принята к публикации 19.07.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Carbonate reservoir rocks characterization of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous oil field by electron paramagnetic resonance method

R.A. Mudarisova[1], Y.V. Volkov[1,2], N.M. Khasanova[1], B.V. Uspensky[1,2]*

[1]Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation

[2]Institute of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

[*] Corresponding author: Raushania A. Mudarisova, e-mail: rayshania@mail.ru

Abstract. The use of the electron paramagnetic resonance (EPR) method for studying carbonate rocks is widespread. EPR makes it possible to reconstruct lithological and geochemical environments of ancient sedimentation, including redox conditions and paleo-radioactivity of sedimentation basins. The paper considers the heterogeneous structure of carbonate reservoir rocks of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous oil field by paramagnetic marks: manganese ions Mn^{2+}, radical ions SO_3^-, SO_2^-, PO_2^{2-}(PO_2^0) in carbonate minerals and radical C_{600} in the remains of organic matter in the rock. The carbonate reservoirs of the Gorsky structure, tectonically confined to the eastern side of the Melekess Depression, are represented by two main lithotypes: dolomitic boundstones and dolomitic oolitic packstones, which have various post-sedimentary alterations. EPR data were obtained for 28 samples with a step of 0.5-1.5 m along the section. The EPR spectra are characterized by narrow lines that indicate the marine origin of carbonates. Based on the EPR spectra of the ions Mn^{2+} and its content in carbonate minerals, the lagoonal-marine genesis of the Gorsky structure rocks was revealed. The dominant dolomite mineralization of the section was established. The absence of dolomite radicals and low values of the degree of population of the magnesium and calcium positions of dolomites are due to the secondary nature of carbonates. The distribution of manganese ions, organic and inorganic radicals in the rock along the section is shown simultaneously with its reservoir properties and the conditions for the formation of two dolomite lithotypes.

Key words: Kazanian deposits, carbonate reservoir, EPR method, dolomitic boundstone, dolomitic oolitic packstone

Acknowledgements

The authors are grateful to the reviewers for their time, valuable comments and extensive revision of the article.

The study was carried out with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research within the framework of the scientific project No. 19-35-90060.

Recommended citation: Mudarisova R.A., Volkov Y.V., Khasanova N.M., Uspensky B.V. (2022). Carbonate reservoir rocks characterization of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous oil field by electron paramagnetic resonance method. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 90–98. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.8

References

Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Mukhutdinova N.G., Vinokurov V.M., Galeev A.A. (1991). EPR probes in sedimentary rocks: the features of Mn^{2+} and free radicals distribution in the Permian formation in Tatarstan. *Appl. Magn. Reson.,* 2(1), pp. 107-115.

Etkinsk P.U., Saimons M. (1970). EPR Spectra and the Structure of Inorganic Radicals. Trans. from Eng. E.D. German; Ed. M.E. Dyatkin. Moscow: Mir, 310 p. (In Russ.)

Fakhrutdinov E.I., Nurgalieva N.G., Khasanova N.M., Silant'ev V.V. (2015). Lithological and facies features of the Lower Kazan deposits according to the EPR data of the reference section. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 157(3), pp. 87–101. (In Russ.)

Gatiyatullin N.S. (2010). A feature of the spatial distribution of Permian bitumen and underlying oil deposits on the territory of the Republic of Tatarstan. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 5(3), pp. 1-9. (In Russ.)

Herndon E.M., Havig J.R., Singer D.M., McCormick M.L., Kump L.R. (2018). Manganese and iron geochemistry in sediments underlying the redox-stratified Fayetteville Green Lake. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 231, pp. 50-63. DOI: 10.1016/j.gca.2018.04.013

Ignat'ev V.I. (1976). Formation of the Volga-Ural anticlise in the Permian period. Kazan: Kazan State University, 256 p. (In Russ.)

Khasanov R.R. (1999). Geochemical evolution of the Late Permian sedimentary basin of the Volga-Kama region Upper Permian stratotypes of the Volga region. *Proc. Int. Symp*. Moscow: GEOS, pp. 151-156. (In Russ.)

Krotov B.P. (1925). Dolomites, their formation, conditions of stability in the earth's crust and changes in connection with the study of dolomites of the upper horizons of the Kazan stage in the vicinity of Kazan. *Trudy Kazanskogo obshchestva estestvoispytatelei*, 50(6). (In Russ.)

Krutikov V.F. (2001). Radiospectroscopy of minerals and rocks of non-metallic mineral deposits. Dr. geol.-min. sci. diss. Kazan, 287 p. (In Russ.)

Lloyd R.V., Morie C.S., Lumsden D.N. (1991). ESR-determined manganese partitioning ratios in dolomite synthesized at 180° and 250°C. *Chemical Geology*, 105, pp. 253-257. DOI: 10.1016/0009-2541(93)90129-7

Maidl' T.V., Lyutoev V.P., Dan'shchikova I.I., Golovataya O.S. (2017). The use of electron paramagnetic resonance to reveal signs of tectonic transformations in carbonate rocks of thrust zones (on the example of the Silurian-Ordovician deposits of the 1-Adakskaya well, the central part of the Chernyshev Ridge). *Vestnik IG Komi ITs UrO RAN*, 2, pp. 29-40. (In Russ.) DOI: 10.19110/2221-1381-2017-2-29-40

Mudarisova R.A., Uspenskii B.V., Volkov Yu.V., Khasanova N.M., Baranova A.G. (2020). Lithological-facies features of the Lower Kazan deposits according to EPR data on the example of the Gorskoye deposit. *Ekspozitsiya. Neft'.Gaz*, 4(77), pp. 15-19. (In Russ.) DOI:10.24411/2076-6785-2020-10115

Murav'ev F.A. (2007). Lithological and mineralogical characteristics of the Permian marker carbonate horizons of the Republic of Tatarstan. Cand. geol.-min. sci. diss. Kazan, 219 p. (In Russ.)

Nurgalieva N.G. Anikina E.A., Khasanova N.M. (2017). The structure of the Tournaisian oil-bearing limestones of the southern slope of the South Tatar arch according to the data of petrophysical and geochemical studies. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry,* 2, pp. 46-48. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-46-48

Otamendia A.M., Díaz M., Costanzo-Álvarez V., Aldana M., Pilloud A. (2006). EPR stratigraphy applied to the study of two marine sedimentary sections in southwestern Venezuela. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 154, pp. 243-254. DOI: 10.1016/j.pepi.2005.04.015

Productive bituminous strata of the Permian deposits of the Melekes depression and the South Tatar arch (1982). Ed. V.I. Troepol'skii, N.P. Lebedev. Kazan: KSU, 104 p. (In Russ.)

Ronov A.B. (1973). Evolution of rock composition and geochemical processes in the sedimentary shell of the Earth. *Tr. GEOKHI*, I(IY), pp. 28-44. (In Russ.)

Strakhov N.M. (1963). Types of lithogenesis and evolution in the history of the Earth. Moscow: Gosgeoltekhizdat, 535 p. (In Russ.)

Uspenskii B.V., Valeeva I.F. (2008). Geology of deposits of natural bitumen in the Republic of Tatarstan. Kazan: GART, 347 p. (In Russ.)

Votyakov S.L., Galeev A.A., Galakhova O.L., Leonova L.V., Il'inykh A.S. (2005). EPR as a method for studying the organic component of biogenic carbonate rocks (on the example of stromatolite-containing rocks of the Riphean of the Southern Urals). *Ezhegodnik In-ta geologii i geokhimii URO RAN*, pp. 39-47. (In Russ.)

Wertz, J.E., Bolton, J.R. (1975). Theory and practical applications of the EPR method. Trans. from Eng. M.G. Goldfeld; Ed. L.A. Blumenfeld. Moscow: Mir, 548 p. (In Russ.)

About the Authors

Raushania A. Mudarisova – Senior Lecturer, Trofimuk Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University

4/5, Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Yuri V. Volkov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), 1) Associate Professor, Trofimuk Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University; 2) Senior Researcher, Laboratory of Geological and Ecological Modeling, Institute of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

4/5, Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Nailya M. Khasanova – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Researcher, Research Laboratory of Stratigraphy of Oil and Gas Reservoirs, Kazan (Volga Region) Federal University

4/5, Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Boris V. Uspensky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), 1) Head of the Trofimuk Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University; 2) Senior Researcher, Laboratory of Geological and Ecological Modeling, Institute of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

4/5, Kremlin st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 21 September 2021;
Accepted 19 June 2022;
Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.9

УДК 550.361

Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федынского)

М.Д. Хуторской[*], *С.Ю. Соколов*

Геологический институт РАН, Москва, Россия

Проанализировано распределение теплопроводности, радиогенной теплогенерации и теплового потока в южной части Баренцева моря, включая свод Федынского. Рассчитаны модели глубинных температур, контролирующих термические условия катагенеза органического вещества. Построена 3D-температурная модель до глубины 30 км, которая позволила продемонстрировать карты-срезы температур на различных глубинах в земной коре. Проведено сопоставление теплового поля и сейсмотомографической модели Баренцева моря, показавшее, что сейсмотомографические аномалии обусловлены термическими неоднородностями.

Ключевые слова: геотермия, термическая и сейсмическая томография, осадочный бассейн, нефтегазоносность, моделирование

Для цитирования: Хуторской М.Д., Соколов С.Ю. (2022). Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федынского). *Георесурсы*, 24(3), с. 99–113. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.9

Арктический сегмент Земли представляет собой колоссальный осадочный супербассейн, содержащий до 150 млрд т у.т. углеводородного сырья (Арктика на пороге.., 2000). По-видимому, это не максимально возможная оценка. Открытие таких гигантов, как Прадхо-Бэй на северном побережье Аляски, Русановского и Ленинградского месторождений в Карском море и Штокмановского месторождения в Баренцевом, в этом убеждает.

Перспективность освоения соизмеримых по своему потенциалу с Западной Сибирью Арктических окраин России доказана целенаправленными научно-исследовательскими, региональными геолого-геофизическими и поисково-разведочными работами.

Основная часть извлекаемых запасов по эксплуатационным и инфраструктурным критериям связана с акваториями Баренцева (включая Печорское) и Карского морей. Именно здесь, в соответствии с научными рекомендациями, были сосредоточены основные объемы поисково-разведочных работ. В итоге доказано существование крупной нефтегазоносной Западно-Арктической провинции (Грамберг и др., 2000).

Однако при освоении Арктических морей зачастую возникают специфические геологические, технологические и экологические проблемы, которые, как правило, не характерны для континентальных районов. Из-за этого заметно увеличивается себестоимость единицы добываемого сырья (Григорьев и др., 2015; Ампилов, 2017).

Известно, что одним из путей снижения затрат может быть применение наукоемких технологий при поисково-разведочных и инженерно-геологических работах. Практическое значение приобретают относительно недорогие, но весьма наукоемкие методы косвенной оценки перспектив нефтегазоносности на базе уже имеющихся геолого-геофизических данных. В этой статье мы, на основании выполненного двух- и трехмерного моделирования теплового поля литосферы, обосновываем эффективность включения в комплекс поисково-разведочных и инженерно-геологических работ изучение геотермических характеристик как в осадочном чехле, так в более глубоких слоях земной коры и верхней мантии.

Структурное положение свода Федынского

Свод Федынского – это одна из структур крупной Центрально-Баренцевской зоны поднятий. Он рассматривается как перспективная область в плане нефтегазогеологического районирования центральной части моря.

Территория, в пределах которой расположен свод, отличается сложным и контрастным тектоническим строением. По степени деструктивных преобразований земная кора подразделяется на три типа структур (Холодилов, 2006). К первому типу, соответствующему континентальной утоненной коре, причислены жесткие относительно стабильные блоки древней платформы Центрально-Баренцевского свода, включая свод Федынского, с мощностью земной коры 32–34 км. Ко второму типу (субконтинентальная кора) относятся блоки с сокращенной мощностью земной коры (30–32 км), существенно затронутые процессами деструкции консолидированной коры и непосредственно сопряженные с Восточно-Баренцевским рифтогенным мегапрогибом. Третий тип структур представлен наиболее глубокими впадинами Восточно-Баренцевского мегапрогиба с редуцированным «гранитным» слоем (Южно-Баренцевский, Северо-Баренцевский, Горбовский и Восточно-Баренцевский блоки) (Шкарубо, Шипилов, 2007). Структурно-тектоническое районирование Центрально-Баренцевского свода приведено на рис. 1.

На юге зоной сопряжения Восточно-Европейской платформы и центральной части Баренцева моря является пояс высокоамплитудных тектонических уступов

[*] Ответственный автор: Михаил Давыдович Хуторской
e-mail: mdkh1@yandex.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

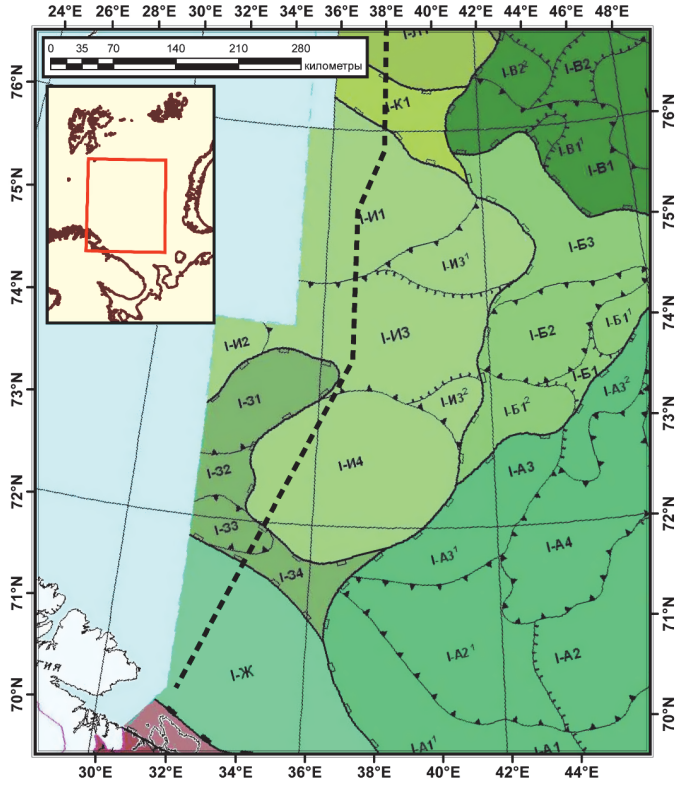


Рис. 1. Структурно-тектоническое районирование центральной части Баренцева моря (по Шкарубо, Шипилов, 2007) с изменениями. Пунктирной линией показана морская граница между Норвегией и Россией (2011 г.). I – Баренцевская плита. I-И – Центральная зона поднятий. I-З4 – Западно-Кольская седловина, I-И1 – поднятие Центральной банки, I-И3 – Демидовская седловина, I-И4 – свод Федынского. I-Ж – Кольская моноклиналь

фундамента, вдоль которых происходит погружение перикратонных комплексов рифея (Шкарубо, Шипилов, 2007). С запада и севера структуры Баренцевской плиты срезаются флексурно-сбросовыми поясами континентального склона океанических бассейнов, а восточным ограничением служит пояс разломов, отделяющий ее от Карской плиты, и складчатые структуры Новой Земли. Фундамент плиты, консолидированный преимущественно в поздне-протерозойское время, включает и дорифейские массивы. Блоки континентального фундамента разобщены рифтогенными прогибами полициклического развития (Шипилов, Сенин, 1988). Крупнейший из них – Восточно-Баренцевский – разделяет Свальбардскую группировку массивов и восточную Предновоземельскую область.

В российской части Баренцевской плиты на западе, северо-западе и востоке обособляется группировка платформенных блоков, в основании которых предполагаются массивы добайкальской консолидации (Тектоническая карта Баренцева моря..., 1996), а чехол сложен палеозойско-мезозойскими формациями эпиконтинентальных бассейнов. Эти относительно стабильные блоки плиты разделены рифтогенными прогибами с аномальным строением консолидированной коры, увеличенной мощностью осадочного чехла, развитием траппов и вулканических формаций.

По степени деструктивных преобразований земная кора региона подразделяется на три типа структур. К рассматриваемому здесь типу (континентальная утоненная кора) причислены жесткие относительно стабильные массивы древней платформы с близкой к нормальной мощностью земной коры: Персеевский, Пинегинский, Центрально-Баренцевский и Федынского, последние два из которых показаны на рис. 1. Эти блоки представляют собой наиболее устойчивые к воздействию деструктивных процессов фрагменты древней платформы. Их отличает максимальная для шельфовой области мощность земной коры – 38–40 км в сводах поднятий и наиболее приподнятое (от 1–2 км до 4–6 км) положение поверхности фундамента. Сокращенная мощность средне-верхнепалеозойских комплексов осадочного чехла и глубокий денудационный срез мезозойских пород на сводах свидетельствуют, что эти массивы, начиная с позднего девона, занимали относительно приподнятое положение.

Свод Федынского представляет собой крупное высокоамплитудное поднятие конседиментационного типа развития. Свод по изогипсе 7000 м, соответствующей кровле отложений раннепалеозойского возраста, имеет размеры 170×130 км и вытянут в субмеридиональном направлении. Пологая вершина свода, определяемая по раннепалеозойским отложениям, залегает на глубине 4,6–5,0 км и нарушена разломами северо-западного простирания (Шкарубо, Шипилов, 2007).

В пределах структуры В.А. Холодиловым выделена Федынская зона нефтегазонакопления, где предполагается наличие значительных запасов углеводородов, в отложениях от позднего палеозоя (карбонаты карбон-раннепермского возраста) до мезозоя (терригенные отложения триаса и ранней юры) включительно (Холодилов, 2006). Потенциал терригенных коллекторов юрских слоев по своим фильтрационно-емкостным свойствам не отличается от тех, которые характерны для близлежащих промышленных месторождений углеводородов: Штокмановского, Лудловского и Ледового (рис. 2). Это дает основание предполагать в пределах свода Федынского наличие высокопродуктивных нефтегазоносных комплексов в мезозойских отложениях.

Термобарический режим недр и катагенез

Значительная роль катагенетическим исследованиям в нефтяной геологии отводится в связи с тем, что именно в процессе катагенеза на стадии мезокатагенеза (МК) происходит основное нефте- и газообразование. По результатам многочисленных исследований установлено, что главная зона нефтеобразования (ГЗН) располагается в интервале трех подзон или градаций катагенеза – $МК_1$, $МК_2$, $МК_3$ (Вассоевич, 1990) (рис. 3). Отрезок времени, связанный с ГЗН, в течение которого происходит образование и относительно длительное существование нефти, получил название главной фазы нефтеобразования (ГФН). За рубежом этому понятию соответствует термин «нефтяное окно» (Хант, 1982).

Катагенетические границы «нефтяного окна» зависят от типа керогена (сапропелевого, гумусового или смешанного), от темпов погружения отложений, строения и состава вмещающих пород, характера геотермического и флюидодинамического режимов и др. Процесс интенсивного образования жидких УВ в катагенетических зонах бассейнов разных типов и возраста отмечается при разных температурах и глубинах. Поэтому анализ пластовых

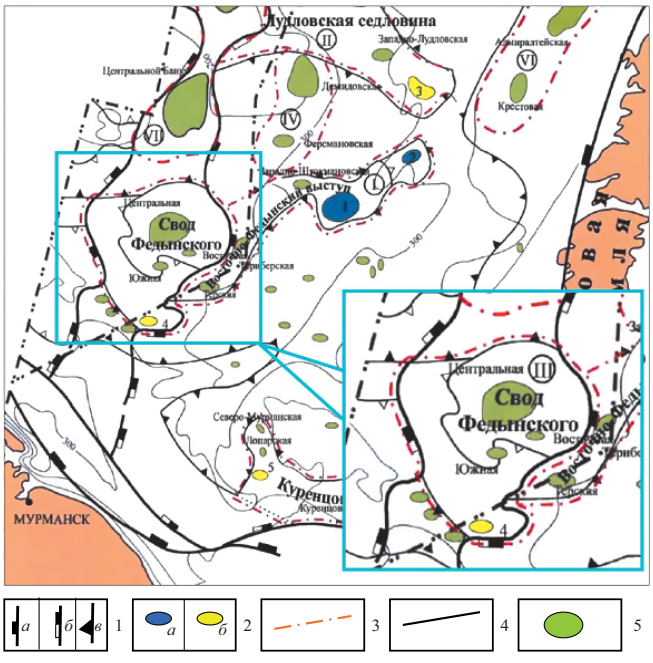


Рис. 2. Положение свода Федынского в южной части Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (по Холодилов, 2006). 1 – границы структурных элементов: а – первого, б – второго, в – третьего порядков; 2 – месторождения: а – газоконденсатные, б – газовые (1 – Штокмановское, 2 – Ледовое, 3 – Лудловское, 4 – Северо-Кильдинское, 5 – Мурманское); 3 – границы зон нефтегазонакопления: I – Восточно-Федынская, II – Лудловская, III – Федынская, IV – Демидовско-Ферсмановская, V – Мурманско-Куренцовская, VI – Адмиралтейская, VII – Центрально-Банковская; 4 – изобаты; 5 – локальные структуры

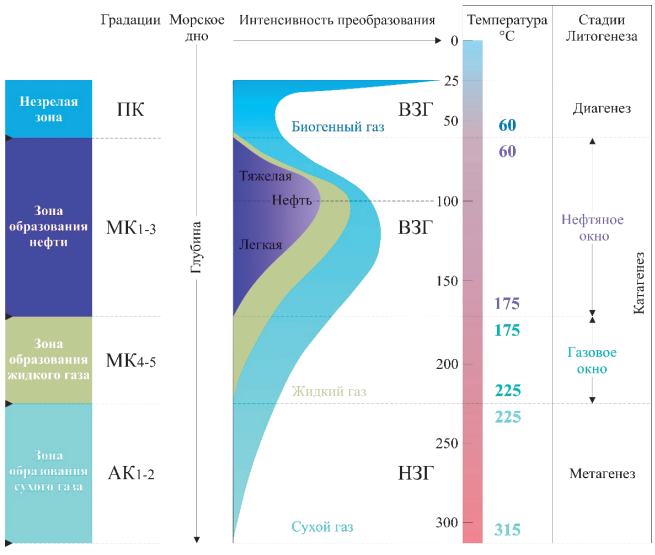


Рис. 3. Вертикальная зональность катагенетического интервала. Префиксы: ПК – прото-, МК – мезо-, АК – апокатагенез; ВЗГ – верхняя зона газогенерации; ГЗН – главная зона нефтегенерации (нефтяное окно); НЗГ – нижняя зона газогенерации. Градации катагенеза ОВ, принятые во ВНИГРИ, приведены по Н.Б.Вассоевичу (1983)

температур и давлений является неотъемлемой частью прогностических геолого-геофизических работ в нефтегазоносных бассейнах.

Район исследований характеризуется ограниченным объемом фактических данных по замерам пластовых температур, давлений и определений отражательной способности витринита. Замерами пластовых температур охарактеризованы участки на площади Штокмановско-Лунинского порога, Южно-Баренцевской синеклизы, морского продолжения Тимано-Печорской НГП и архипелага Земля Франца-Иосифа. Замерами пластовых давлений и значений отражательной способности витринита охарактеризованы площади Штокмановско-Лунинского порога, северного продолжения Тимано-Печорской НГП, а также Южно-Баренцевской синеклизы.

Современные пластовые температуры триасовой нефтематеринской толщи на равных глубинах изменяются в достаточно широких пределах. На срезе 2000 м их значения находятся в интервале от 46°С до 60°С. Максимальными значениями характеризуется Северо-Кильдинская площадь.

На глубинном срезе 3000 м общая картина распределения пластовых температур резко изменяется. Минимальными значениями характеризуется район Штокмановско-Лунинского порога. Здесь на Штокмановской площади пластовые температуры составляют 73°С. Близкие значения зафиксированы на Северо-Мурманской площади в пределах Южно-Баренцевской синеклизы. Максимальными значениями пластовых температур на глубинном срезе 3000 м характеризуются северная и северо-восточная части Баренцева моря: район Северо-Кильдинской площади, где пластовые температуры достигают 87°С, и Земля Франца Иосифа (скважина Хейса) – 85°С. Таким образом, фактические данные свидетельствуют о закономерном увеличении напряженности современного геотермического режима в направлении с юга на север с ярко выраженным максимумом в районе Северо-Кильдинской площади (Арктические и дальневосточные моря.., 2004).

Региональные закономерности геотермического режима недр Баренцевоморского региона связываются с новейшей тектонической активностью, проявления которой усиливаются в северном направлении. Это подтверждается увеличением наблюдаемого теплового потока и его мантийной компоненты с юга на север. Само же увеличение «мантийного» теплового потока мы объясняем утонением коры в северном направлении и соответствующим уменьшением радиогенной компоненты теплового потока (Хуторской и др., 2013; Никитин и др., 2020).

Верхнетриасовые, юрские и меловые отложения характеризуются гидростатическими пластовыми давлениями. Коэффициент аномальности давлений изменяется при этом от 1,00 на Арктической площади до 1,15 на Штокмановской и Лудловской площадях.

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) отмечены в отложениях среднего и нижнего триаса на Северо-Кильдинской и Мурманской площадях. Превышение давлений над условным гидростатическим достигает 1,63 раза. Наиболее ярко АВПД проявляется на Мурманской площади, где коэффициент аномальности увеличивается от 1,03 до 1,63 при изменении глубин на 518 м (интервал 2439–2957 м). Природа и область распространения АВПД в осадочных отложениях Баренцевоморского бассейна до настоящего времени не выяснена. Вероятно, что возникновение АВПД связано с затрудненным флюидообменом и газогенерацией в районах развития мощных глинистых образований верхней перми, нижнего и среднего триаса.

Однако это лишь предположение, которое требует дополнительных исследований (Лысенин, Карпюк, 2004).

В процессе термического преобразования ОВ пород при погружении осадочных толщ выделяется пять основных этапов: 1) генерация CO_2 и небольшого количества метана в протокатагенезе ($ПК_1$–$ПК_3$) без образования залежей УВ; 2) проявление ГФН и образование основной массы нефтяных залежей в мезокатагенезе ($МК_1$–$МК_3$); 3) начало интенсивной генерации УВ-газа на градации $МК_3$, формирование газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей; 4) генерация и формирование залежей сухого метана на градациях катагенеза $МК_5$–$АК_2$; 5) завершение интенсивной генерации метана и генерация CO_2 и H_2S на градациях $АК_3$–$АК_4$. Погрузившиеся на большую глубину залежи УВ замещаются продуктами наиболее поздней по времени генерации, образовавшимися при термической деструкции ОВ вмещающих пород (Супруненко, Тугарова, 2003).

Установленная катагенетическая зональность обусловливает распределение зон аккумуляции УВ не только по разрезу, но и по площади. В периферических, наименее погруженных частях бассейнов встречаются, как правило, редкие мелкие залежи УВ. В центральных глубоких частях осадочных бассейнов даже в зоне протокатагенеза нередки залежи со значительными запасами, сформировавшимися за счет восходящей миграции. Основные запасы нефти чаще всего сосредоточены в ГЗН на градациях $МК_1$-$МК_3$. Зоны более высоких градаций катагенеза центральных частей осадочных бассейнов характеризуются распространением преимущественно газовых и газоконденсатных скоплений. В прогнозно-оценочных и поисковых исследованиях на углеводороды большое значение имеет оценка уровня катагенетической преобразованности захороненного в осадочных породах ОВ, которая стимулируется температурным и барическим режимами геологического прошлого.

Принципы интерпретации аномального геотермического поля

Теоретические исследования теплового поля Земли сыграли ведущую роль при изучении природы движущих сил тектогенеза в различных тектонических обстановках (Birch et al., 1968; Chapman, Furlong, 1977; Поляк, Смирнов, 1968; Morgan, Sass, 1984; Sclater, Francheteau, 1970; Хуторской, Поляк, 2014).

Не менее интенсивно, начиная с 60-х годов прошлого века, развивались прикладные направления геотермических исследований. Одним из них является освоение глубинного тепла – постоянно возобновляемого и экологически чистого источника энергии. Благодаря этому сегодня более шестидесяти стран мира используют термальные воды и тепло «сухих» горных пород для выработки электроэнергии, тепло- и хладоснабжения, в сельском хозяйстве и в индустриальных производствах.

Одновременно сформировалось и другое прикладное направление геотермии – произошло ее становление как метода разведочной геофизики. Экспериментальной основой этого явилось обнаружение связи величины геотермического градиента с минералогическим составом и литологией пород, которая отмечалась многими исследователями. Появился метод «геотермического расчленения геологических разрезов». Выяснилось, что в большинстве геологических разрезов встречаются структурно-теплофизические неоднородности, обусловленные сосуществованием сложных структурных форм и контраста теплофизических свойств. В таких средах искажается тепловой поток за счет его перераспределения (рефракции) (Хуторской, 1982).

Наблюдаемое вблизи земной поверхности распределение теплового потока представляет собой суммарный эффект различных по интенсивности и длительности процессов теплогенерации, осложненных различиями в условиях теплопередачи. Для нахождения какой-либо одной составляющей потока необходимо исключить влияние всех остальных. Практическая возможность подобного разделения основывается на привлечении разнообразных геолого-геофизических данных. Локальные возмущения геотермического поля или аномалии, всегда привлекают исследователей, ведущих как теоретические, так и практические работы. Это связано, с одной стороны, с тем, что размеры и глубинность аномалий могут быть совершенно различными: от региональных мантийных до локальных приповерхностных, а с другой стороны, с тем, что причины появления аномалий также весьма разнообразны: они вызваны или источником избыточного тепла, или перераспределением теплового потока, или появлением конвективной компоненты.

Среди причин, обусловливающих региональные аномалии теплового потока, следует назвать неравномерное распределение радиоактивных элементов и неравномерную конвекцию в мантии. Эти особенности распространяются на целые геологические провинции и длительное время сохраняются без изменений интенсивности. Их можно считать квазистационарными. Эти аномалии представляют наибольший интерес для изучения термодинамических процессов и эволюции глубинных геосфер.

Локальные аномалии вызываются различными причинами, приуроченными к внешним геосферам, вплоть до земной коры и ее различных слоев. Существенное влияние на характер локального теплового поля оказывают строение осадочного чехла, рельеф кристаллического фундамента, гидродинамические процессы, тектонические движения и т.п.

Установление причины появления аномалии и характеристик аномального тела – это основная задача интерпретации любого геофизического поля, обратная задача геофизики. Как в любом геофизическом методе, в геотермии также существует неоднозначность при решении обратной задачи. Для ее оптимизации привлекаются независимые данные, получаемые из геологического изучения объекта или из других геофизических полей. То же и в геотермии: решение обратной задачи невозможно без комплексного анализа всей имеющейся информации.

Более простым является решение прямой задачи – найти величину аномалии, если известна природа, форма, размеры и физические свойства аномалиеобразующего объекта. Эта задача сводится к решению дифференциального уравнения в частных производных с принятыми граничными и начальными условиями. В настоящее время такого рода решения аналитическими или численными методами с использованием компьютеров уже не представляют

особого труда. В этом случае требуется перебор множества вариантов физических, геометрических свойств тела, граничных и начальных условий, адекватных имеющейся геологической информации с тем, чтобы подобрать наиболее близкое распределение наблюдаемого геофизического поля и результатов моделирования. Такой метод позволяет остановиться на нескольких вариантах, приемлемых для объяснения природы наблюдаемой аномалии.

В методологическом отношении геотермия отличается от других геофизических методов. Эти отличия обусловлены сложностью объекта исследования, тесным взаимодействием и переплетением экспериментальных схем и теоретических модельных представлений уже на уровне получения исходных данных, а также относительно малым объемом доступных данных.

Геотермическая изученность

Геотермические исследования на шельфе в Евразийском бассейне Арктики начались в 70-е годы XX века с измерений погружными зондами ПТГ-3М в Баренцевом море по профилю «п-ов Рыбачий-ЗФИ» (Методические и экспериментальные основы геотермии…, 1983). Эти измерения были сделаны на шельфе при глубинах моря до 300 м и глубине внедрения одноканального зонда в осадки максимально на два метра. Полученные результаты продемонстрировали ожидаемое очень мощное влияние экзогенных термических полей на глубинный тепловой поток – сказывалось воздействие сезонных периодических колебаний температуры дна моря за счет инсоляции, а также придонных течений с большим дебитом, приносящих массы воды с контрастной относительно фоновой температурой. Особенно этот фактор заметен в южной и западной частях моря, где проявляется влияние Нордкапского теплого течения. В связи с этим, зондовые измерения одноканальными приборами не позволяли получить кондиционные оценки фонового глубинного теплового потока, т.к. при диапазоне измеренных значений от 0 до более 500 мВт/м^2 не адекватно отражалось распределение глубинных термических источников.

Начавшаяся в 80-е годы интенсивная разведка нефтегазовых месторождений на шельфе Баренцева моря сопровождалась бурением на акватории и на островах глубоких скважин, в которых проводились каротажные исследования, в том числе и термокаротаж. К этому времени относятся и первые скважинные измерения теплового потока в южной части Карского моря. Обработка термических измерений позволила оценить значения градиентов температуры, а теплофизические исследования керна скважин – теплопроводность пород. Таким образом, получены первые кондиционные измерения теплового потока в регионе (Цыбуля, Левашкевич, 1992), которые после применения методики учета сезонных колебаний температуры были уточнены (Левашкевич, 2005) (рис. 4). В конце 70-х и в 80-е годы XX века были также выполнены первые измерения в глубоководной части Северного Ледовитого океана (Котловины Нансена и Амундсена), а также во впадинах Амеразийской части океана (Котловинах Подводников и Канадской).

В Российской части Баренцева моря основной объем кондиционных зондовых измерений выполнен геотермическим отрядом Геологического института КНЦ РАН (г. Апатиты) (Цыбуля, Левашкевич, 1992). Ими же проведено обобщение скважинных измерений теплового потока на шельфе и на архипелагах. Кроме того, на акватории Печорского моря получены измерения сотрудниками Института океанологии РАН (Верж бицкий, 2002), а в северной части Баренцева моря, а также в Атлантике

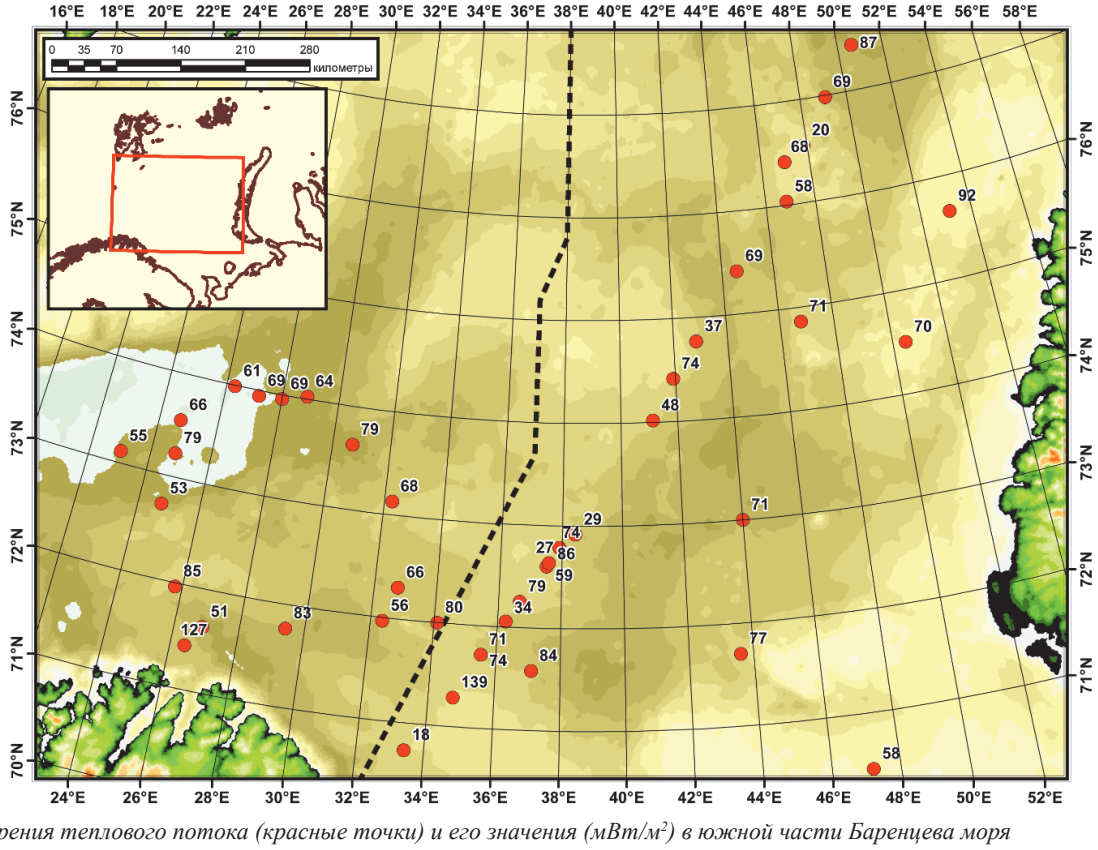


Рис. 4. Измерения теплового потока (красные точки) и его значения (мВт/м^2) в южной части Баренцева моря

западнее Шпицбергена – геотермическим отрядом ГИН РАН (Хуторской и др., 2008, 2009; Леонов и др., 2010; Ахмедзянов и др., 2011).

Промыслово-геофизической службой ПО «Арктикморнефтегазразведка» выполнен широкий комплекс геофизических, в том числе и геотермических, исследований в скважинах с различной степенью их выстойки. Полученные термограммы вместе с результатами изучения теплофизических параметров пород позволили определить тепловой поток (ТП) в девяти глубоких скважинах акватории (табл. 1).

Термокаротаж почти во всех скважинах выполнен в различные периоды времени после окончания бурения, но не превышающие один месяц. Поэтому при расчете теплового потока каждая термограмма анализировалась по «индивидуальной» методике (Левашкевич, 1992). Анализ показал, что верхняя часть большинства скважин до глубины 1,0–1,2 км находилась в невыстоявшихся условиях, в связи с чем тепловой поток в них определяли по нижним частям термограмм (глубже 1 км), где, кроме того, наиболее детально была изучена теплопроводность пород. Исключение составляет скважина Куренцовская-1. В ней тепловой поток рассчитан в глинистых отложениях верхней флюидоупорной толщи. Это стало возможным при длительной выстойке скважины перед очередным измерением температуры – 3,5 года. О стационарных условиях в этой скважине свидетельствует совпадение расчетных и измеренных температур на уровне нейтрального слоя на глубине 14 м (Хуторской и др., 2013).

В большей части скважин тепловой поток рассчитан в юрско-триасовых и меловых отложениях, представленных в основном чередованием песков, песчаников, алевролитов, аргиллитов, у которых отмечается относительно высокая для терригенных пород теплопроводность. Наиболее высокий тепловой поток определен в скважине Адмиралтейская-1, для которой характерны также повышенные температуры на одинаковых срезах по всей глубине (рис. 5).

Тепловой поток для соответствующих скважин, расположенных с юга на север, составляет ряд 50–77–92 мВт/м^2, характеризуя отмечавшееся нами ранее увеличение теплового потенциала недр от Кольского побережья в северном направлении (Хуторской и др., 2000, 2003, 2013). В этом убеждает и сравнение температур по скв. СГ-3 и Северо-Кильдинской-82 (Центральная часть Баренцевской плиты), которые для рассматриваемых глубин 2 и 3 км равны, соответственно, 30 и 45, 75 и 105°С. При этом тепловой поток различается по скважинам более, чем в 1,6 раза: 52 мВт/м^2 в СГ-3 (Кольская сверхглубокая..., 1984; Hurtig, 1992; Попов и др., 1999) и 84 мВт/м^2 для Северо-Кильдинской-82 (Левашкевич, 2005).

Среди исследованных термограмм выделяются своей конфигурацией термограммы скважин Адмиралтейская-1 и Северо-Кильдинская-82 (рис. 5). На общем, преимущественно линейном, характере кривых отмечаются более мелкие (второго порядка) «выпуклые» температурные интервалы, которые характерны для районов с активной гидродинамической обстановкой, разнонаправленными вертикальными и наклонными восходящими движениями подземных вод в осадочной толще, а возможно, и в фундаменте. Высокий тепловой поток и характерный вид термограмм свидетельствуют о приуроченности большинства скважин к активным разломным зонам региона.

Принцип геотермического моделирования

Широкие возможности для применения новых технологий изучения геологического строения недр и прогноза нефтегазоносности в пределах осадочных бассейнов предоставляют данные вдоль длинных разрезов – геотраверсов, построенных с помощью материалов профилирования МОВ-ОГТ и зондирования (ГСЗ), которые выполнялись в арктических морях силами геофизических экспедиций на протяжении последних 40–45 лет. Южную часть Баренцева моря, включая свод Федынского, пересекают десятки геотраверсов, среди которых чаще других в публикациях упоминаются ГСЗ-76, МПВ-8, 38701, МПВ-84, 89000, ШГСП-3, 90243,

Наибольший вклад в изучение структуры земной коры с помощью сейсмопрофилирования внесли работы ОАО МАГЭ, ФГУП АМНГР, ПМГРЭ, ВНИИОкеанологии, НПАО «Севморгео» (Поселов и др., 1996; Верба, 2008; Матвеев, Винокуров, 2008 и др.).

Геотермическое моделирование вдоль сети геотраверсов в районе свода Федынского (СФ) в Баренцевом

Скважина	Координаты		Интервал, м	*G*, мК/м	*k*, Вт/(м·К)	ТП, мВт/м^2	
	С.ш.	В.д.				по интервалу	Средний
Штокмановская 1	73.0	44.0	2000-2150	30.0	2.43	73	71
			2722-3070	24.4	2.84	69	
Арктическая 1	71.7	43.6	2500-2570	31.4	2.43	76	77
			2640-2670	31.4	2.42	77	
			2845-2925	31.3	2.45	77	
Адмиралтейская 1	75.65	53.15	1050-2610	38.4	2.4	92	92
Крестовая 1	74.5	50.46	1600-3000	29.1	2.4	70	70
Сев.-Кильдинская 82	71.58	37.1	2973-3098	35.2	2.39	84	84
Лудловская 1	74.86	46.78	1305-1710	39.7	1.8	71	71
Мурманская 26	69.9	41.7	2030-2530	30.8	2.2	68	68
Куренцовская 1	70.45	47.2	210-380	36.4	1.6	58	58
Приразломная 1	69.316	54.751	2429-2802	24.7	2.45	60	60

Табл. 1. Плотность теплового потока в глубоких скважинах Баренцева моря

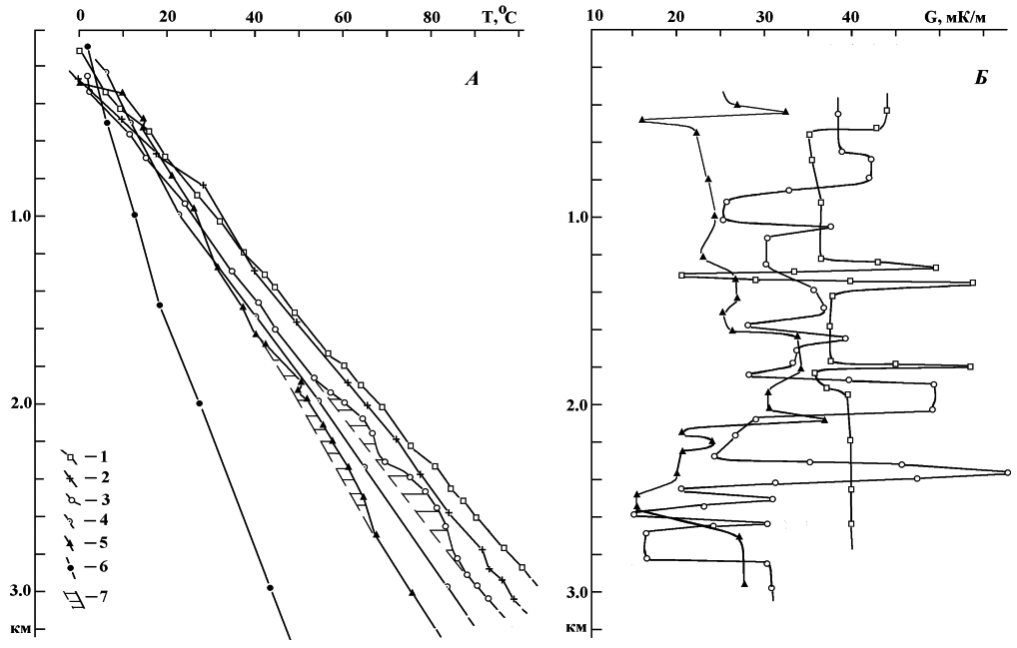


Рис. 5. Измерения температуры (А) и геотермического градиента (Б) в скважинах Баренцевоморского шельфа и в скважине СГ-3. Скважины: 1 – Адмиралтейская-1; 2 – Северо-Кильдинская-82; 3 – Арктическая-1; 4 – Мурманская-26; 5 – Штокмановская-1; 6 – СГ-3; 7 – зоны аномального изменения глубинных температур

море проводилось с целью определения глубинных температур и плотности теплового потока в земной коре, для оценки глубины залегания температурных интервалов, отвечающих различной степени катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ), а также для исследования характерных проявлений геотемпературного поля, контролирующих локализацию вероятных месторождений углеводородов. Выявленные закономерности в характере поведения теплового поля могут быть использованы для прогнозирования нефтегазоносности неразбуренных участков Арктического шельфа, каковым, например, является юго-западная часть Баренцева моря.

Важной особенностью численного моделирования геотермического поля является переход к трехмерным моделям, которые априорно для арктических осадочных бассейнов, имеющих изометричное строение, являются наиболее приемлемыми. На основе таких моделей могут быть построены произвольно ориентированные плоскости-срезы, наилучшим образом подчеркивающие особенности температурного распределения. Фактически, такая методика давно известна под термином «томография».

Томографический метод в геофизике развивается в наше время не менее активно, чем в медицине, астрономии или технике. Термин «томография» стал применяться в науках о Земле лишь 30–40 лет назад, хотя эта методика под названием «изучение глубинного строения Земли», используется уже больше ста лет.

Преимущество томографической модели заключается в построении объемных, трехмерных изображений объектов, в возможности их рассмотреть «со всех сторон». Для томографии не имеет значения, какую структуру или какое геофизическое поле отображается, и это обусловило появление нескольких видов геофизической томографии: сейсмическая томография в различных вариантах обработки сейсмических волн, гравитационная, электромагнитная и т.д. Успехи применения сейсмотомографии (Dziewonski, 1984; Dziewonski, Anderson, 1984; Seismic tomography…, 1993), ярко продемонстрировавшей наличие глубинных неоднородностей, естественно стимулировали разработку подобного подхода и для других полей (Тараканов, 1997; Спичак, 1999), в которых также можно видеть объемные неоднородные объекты, или как сейчас многие полагают, нелинейные геологические структуры (Пущаровский, 1993; Николаев, 1997).

Метод термической томографии, который мы предложили (Хуторской и др., 2003), заключается в нахождении глубинных температур и плотности теплового потока на различных глубинах в координатах XYZ. Для реальных геологических объектов подразумевается построение температурного распределения в зависимости от широты, долготы и глубины. Таким образом, трехмерная термотомографическая модель отличается от температурного разреза тем, что позволяет «заглянуть» за линию профиля, что особенно важно при работе с изометричными или мозаичными структурами. С помощью соответствующего программного обеспечения легко можно создать или карты-срезы температур (теплового потока) на определенных глубинах, или показать конфигурацию изотермических поверхностей, или построить геотермический профиль по любому сечению.

Практическое значение термотомографической методики заключается в нахождении температурных границ, контролирующих тот или иной процесс генерации или трансформации вещества.

Например, для прогнозирования нефтегазоносности с помощью термотомографии оценивается глубина нахождения температурного интервала катагенеза органического вещества; с помощью той же методики можно найти глубину температурных интервалов, контролирующих метаморфические фации, гидротермальное рудообразование, а также глубину изотермы Кюри в конкретном регионе. Таким образом, термотомография представляет собой новый инструмент для визуализации фактических геотермических данных и для более достоверной их интерпретации с целью получения новых знаний о глубинном строении литосферы и об ее эволюции.

Построение региональной геотермической модели проводилось с помощью пакета трехмерной графики «TECPLOT v.10.0» (Amtec Engineering Inc.), который позволяет провести объемную интерполяцию наблюденного

поля (в нашем случае температуры, теплового потока, а также структурных сейсмотомографических границ) в координатах: широта-долгота-глубина. Программа «TECPLOT» предусматривает трехмерную интерполяцию по сетке любой конфигурации. В большинстве случаев используется неравномерная сетка, «привязанная» к простиранию сейсмических профилей, вдоль которых выполнялись двумерные расчеты глубинных температур. Таким образом, рассчитанная вдоль профиля 2D температурная модель в координатах X – «простирание» и Z – «глубина» дополняется третьей недостающей производной ($k_y\ \partial^2T/\partial y^2$) и «превращается» в трехмерное уравнение теплопроводности.

Результаты расчета температурного поля с помощью интерполяционного приближения будут отличаться от результатов, получаемых с помощью решения прямой задачи для трехмерной среды, только на величину искажений, обусловленных пертурбацией теплового потока вдоль оси Y. Поэтому чем меньшее расстояние существует между соседними геотраверсами, тем точнее будет интерполяционное приближение к 3D-модели. Однако наш многолетний опыт двухмерного термического моделирования показывает, что величина искажений теплового потока вдоль оси Y ничтожно мала. Например, для типичного осадочного бассейна горизонтальная компонента теплового потока вдоль оси Y составляет не более 0,04 мВт/м^2, т.е. на три порядка ниже фоновой величины глубинного теплового потока. Следовательно, получение трехмерного распределения температур с помощью объемной интерполяции практически адекватно решению прямой задачи для объемного теплового поля.

Точность модельных расчетов температур по сравнению с их природным распределением зависит от адекватности задания теплофизических свойств геологического разреза и от реальности задания граничных условий в расчетной модели. По инструментальным данным мы можем судить о теплопроводности только самого верхнего слоя донных илов, в которые внедряется измерительный зонд или которые доставляются на борт судна грунтовыми трубами. В первом случае измерения проводятся in situ, а во втором – в лабораторных условиях (Хуторской и др., 2013). Более глубинные слои не доступны для инструментальных наблюдений, если они не вскрыты бурением. В таких случаях обычно применяются косвенные методы оценки теплопроводности на основе корреляционных зависимостей теплофизических и других геофизических параметров, чаще всего это сейсмические скорости (Hosney, 2000). При расчете мы использовали значения теплофизических свойств слоев коры, адекватные установленным граничным скоростям (табл. 2).

Для каждого профиля при моделировании задается краевая температура на верхней границе в соответствии с метеорологическими данными, и тепловой поток – на нижней границе ($q_{гр}$), соответствующий измеренному в ближайших скважинах значению ($q_{набл}$) за вычетом теплового потока, генерируемого при спонтанном распаде долгоживущих радиоизотопов в слое земной коре выше нижней границы области моделирования (q_p), т.е.

$$q_{гр} = q_{набл} - q_p.$$

Величина q_p для Западно-Арктического региона нами была определена эмпирически, на основании результатов анализа концентраций долгоживущих радиоактивных изотопов. По своему энергетическому потенциалу наиболее значимыми для генерации тепла являются долгоживущие изотопы ^{238}U, ^{232}Th, ^{40}K.

Концентрация изотопов анализировалась в пробах донных илов, поднятых на борт судна грунтовыми трубами во время полигонных исследований в 24–28 рейсах НИС «Академик Николай Страхов» (2006–2011 гг.) в районе трога Орла и трога Франц-Виктория в северной части Баренцева моря, между архипелагами Шпицберген и Земля Франца-Иосифа, в районе свода Федынского, в северной части хребта Книповича и в разломной зоне Моллой Атлантического океана. В тех же районах проводились измерения температур в донных грунтах термозондом «ГЕОС-М» и измерения коэффициентов теплопроводности осадков.

Из поднятого грунтовой трубой керна были выделены образцы, представленные преимущественно пелитовыми илами, высушены в лаборатории, затем из них были изготовлены порошковые пробы (навеска 10 г), прессованные под давлением в виде дисков. Анализ порошковых проб был выполнен рентгеноспектральным флуоресцентным методом на рентгеновском вакуумном спектрометре в лаборатории химико-аналитических исследований ГИН РАН (Хуторской и др., 2013).

Из полученных в результате анализа валовых концентраций *U*, *Th*, *K* были вычислены концентрации основных теплогенерирующих изотопов ^{238}U, ^{232}Th и ^{40}K, исходя из известного факта, что изотопы распространены в природе следующим образом: ^{238}U – 99,27 % от общего *U*, ^{232}Th – 100 %, ^{40}K – 0,0117 % от общего *K* (Jaupart, Mareschal, 2004).

Свита\Параметр		Граничная сейсмическая скорость, км/с	Температуро-проводность $a\cdot10^{-7}$, м^2/с	Теплопроводность, k, Вт/(м·К)	Теплогенерация (норм.), Fi·10^{-13} К/с
Неконсолидированные осадки			3.0	1.3	-
Консолидированные мезозойско-кайнозойские терригенные осадки		<3.7	3.5	1.5	-
Карбонатные палеозойские осадки		4.7	3.8	1.9	1.5
Граниты	Верх.часть	6.0	5.0	2.5	5.52
	нижн.часть	6.5	5.0	2.5	3.5
Базальты, породы коромантийной смеси		>6.5	7.0	2.9	-
Коровые ультрабазиты		-	8.0	3.0	-
Мантийные ультрабазиты		-	10.0	3.2	-

Табл. 2. Теплофизические параметры, принятые для моделирования геотермического поля в земной коре

Поверхностная радиогенная теплогенерация ($A_{пов}$) рассчитывается по формуле:

$$A_{пов}(мкВт/м^3) = \rho \cdot (a \cdot U + b \cdot Th + c \cdot K),$$

где ρ – плотность породы, кг/м³ (для океанических глин принималась плотность 1800 кг/м³); *a*, *b*, *c* – теплогенерация изотопа на единицу массы ($a = 9{,}17 \cdot 10^{-5}$; $b = 2{,}56 \cdot 10^{-5}$; $c = 2{,}97 \cdot 10^{-5}$, Вт/кг) (Jaupart, Mareschal, 2004).

В данной работе мы приводим результаты анализа концентраций радионуклидов в донных пробах (рис. 6) и поверхностной радиогенной теплогенерации (рис. 7) только для свода Федынского. Информация по другим указанным районам Западно-Арктической зоны представлена в (Хуторской и др., 2013).

В районе свода Федынского выполнен отбор образцов донных грунтов на 32 станциях и получено 71 определение концентраций *U*, *Th*, *K*. Район свода Федынского характеризуется относительно низким значением радиогенной теплогенерации – 0,93 мкВт/м³ по сравнению с

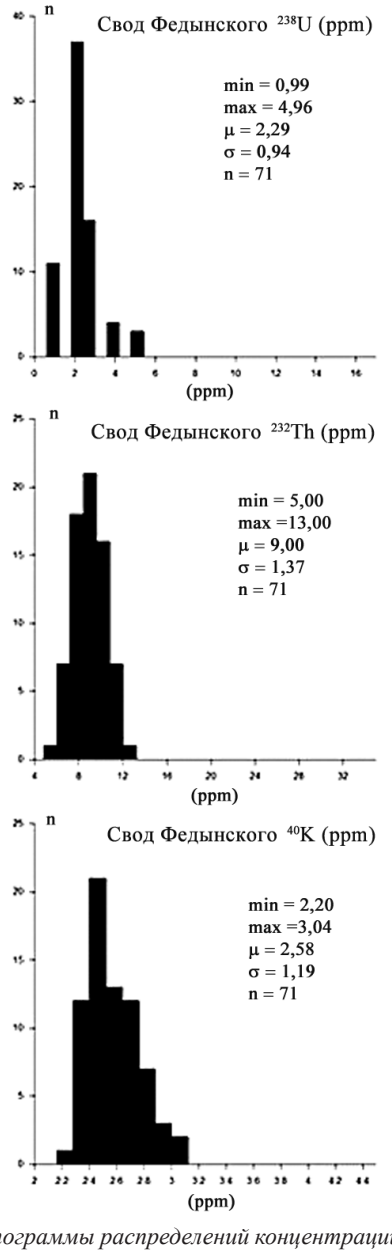


Рис. 6. Гистограммы распределений концентраций ^{238}U, ^{232}Th и ^{40}K, минимальные (min) и максимальные (max) значения, средние значения (μ), стандартные отклонения (σ), количество анализируемых проб (n) для района свода Федынского

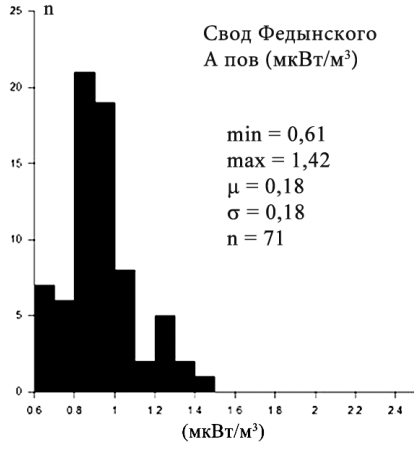


Рис. 7. Гистограммы распределений поверхностной радиогенной теплогенерации, минимальное (min) и максимальное (max) значения, среднее значение (μ), стандартное отклонение (σ) и количество определений (n) в районе Свода Федынского

приведенными в публикациях статистическими данными о теплогенерации в пелитовых илах (Bücker et al., 2001; Vila et al., 2010), т.е. можно считать, что в 10-км слое коры генерируется не более 9 мВт/м² радиогенного теплового потока. Именно такая величина q_p принимался в наших моделях.

Таким образом, проведенное определение радиогенной теплогенерации в донных осадках позволило нам корректно оценить ту часть теплового потока, которую нужно задавать на нижней границе моделируемого объекта в качестве граничного условия II рода. Как правило, эта граница находилась в верхней части фундамента осадочного бассейна.

Вдоль каждого из профилей выполняется расчет глубинных температур с помощью программного пакета «TERMGRAF», разработанного нами (Хуторской, 1982).

Для решения задачи о распределении температур в разрезе используется численный метод конечных элементов с квадратичной аппроксимацией функции температуры между узлами прямоугольной сетки. В программе предусматривается сетка 41×41 узел (т.е. решается двумерная задача), линейные размеры узла по осям *X* и *Z* возможно изменять по требованию оператора. Внутри области моделирования задается конфигурация контрастных сред и их теплофизические свойства: температуропроводность *a* (м²/с), теплопроводность *k* (Вт/(м·К)) и нормированная плотность тепловых источников $Q/(c \cdot \rho)$ (К/с), где *c* – теплоемкость слоя литосферы, ρ – его плотность. В расчетной части комплекса задаются линейные размеры области моделирования (*Lx* и *Lz*, в км), которые определяют линейные размеры узла (*Lx*/41 и *Lz*/41), а также временной интервал дискретизации решения (в млн лет). Временной шаг итерационного процесса выбирается программой и рассчитывается как $\tau = 10^{-7} \cdot (Z^2/4a)$, где Z – толщина области моделирования. На боковых границах соблюдается условие отсутствия горизонтального оттока тепла, т.е. $\partial T/\partial x = 0$.

В результате численного решения уравнения теплопроводности:

$$(k_x \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + k_z \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}) + A(x,z) = c\rho \frac{\partial T}{\partial \tau},$$

где *k, c, ρ* – соответственно, теплопроводность, теплоемкость и плотность слоев литосферы, *A(x,z)* – плотность источников тепла в слое, τ – время, мы получаем распределение температур и теплового потока *q(z)* и *q(x)* для принятой теплофизической среды в конечный момент временного этапа дискретизации. Полученный файл результатов переименовывается в файл начальных температур, и на следующем этапе начинается расчет с конечного момента предыдущего этапа. Эту процедуру можно сравнить с последовательным фотографированием движущегося поезда наблюдателем на платформе. На каждом кадре положение состава меняется, но можно зафиксировать его состояние в любой прошедший момент. Возможность дискретизации решения удобна, если есть необходимость изменить теплофизическую среду в связи со структурно-вещественными перестройками геологического разреза, задать распределение новых источников и стоков тепла, а также просмотреть результаты расчета палеотемпературного поля. Точность расчетов оценивается по двум критериям: во-первых, по совпадению модельного и измеренного в скважинах теплового потока; во-вторых, по совпадению температур на пересечении профилей.

Для стационарного моделирования по описанной методике критерием наступления стационарного состояния теплового поля было условие инвариантности температур на последовательных временных шагах расчета. Для этого мы рассчитывали температурное поле для временных интервалов 5, 10, 15, 20, 30 млн лет. В принципе, такой подробный временной анализ был «страховочным», потому что время выхода теплового фронта в стационарное состояние (*τ*) можно было оценить теоретически, исходя из критерия Фурье:

$$\tau = H^2/4a,$$

где H – глубина нижней границы области моделирования, a – коэффициент температуропроводности. Принимая глубину нижней границы 30 км, а температуропроводность $5 \cdot 10^{-7}$ м^2/с, получим время наступления стационарного режима – 17 млн лет, поэтому два последних приведенных выше временных шага были избыточными, но убедили нас в надежности оценки периода нестационарности кондуктивного теплового потока.

Для того, чтобы оценить фоновый (глубинный) тепловой поток нужно осреднить его значения, рассчитанные в модели для каждого профиля.

Докажем справедливость этого утверждения.

Рассмотрим тепловую неоднородность, находящуюся в среде с постоянной теплопроводностью. Пусть тепловой поток, входящий в эту область, равен q_o. Этот поток еще не претерпел искажений, поэтому может быть определен как фоновый, или глубинный. Если внутри искажающего тела объемом V нет источников тепла, то по теореме Гаусса:

$$\int_V \mathbf{div} q \cdot dV = \int_{S_1} q_n \cdot dS + \int_{S_2} q_n \cdot dS = 0,$$

где q_n – нормально направленный тепловой поток к поверхности, положительное направление принято наружу области G; S_2 и S_1 – соответственно, площади нижней и верхней поверхности области G. Изменив направление нормальной составляющей теплового потока с поверхности S_2 на обратное и приняв во внимание, что q_n на S_2 = q_o, получим:

$$\int_{S_1} q_n \cdot dS = \int_{S_2} q_o \cdot dS = q_o S_2, \text{ отсюда } q_o = 1/S_2 \int_{S_1} q_n \cdot dS,$$

т.е., по определению, q_o является осредненной по площади величиной. Аналогично, для плоской задачи:

$$q_o = 1/L \int_{L_1} q_n \cdot dL,$$

где L –длина профиля осреднения.

Для конечного разбиения имеем:

$$q_o = \sum_{i=1}^{n} q_n S_i / \sum_{i=1}^{n} S_i \quad \text{и} \quad q_o = \sum_{i=1}^{n} q_n L_i / \sum_{i=1}^{n} L_i.$$

Итак, применяя описанную методику, мы получаем величину глубинного теплового потока на конкретном геологическом объекте.

Тот же результат теоретически получается при статистической обработке представительных совокупностей геотермических данных. В этом случае среднее значение по региону адекватно фоновому тепловому потоку, а поверхностные искажения (аномалии) – дисперсии случайной величины. Но этот подход возможен лишь при региональных сопоставлениях. При интерпретации же конкретных геотермических измерений необходимо выяснить природу аномалий на основании детального изучения геологического строения участка. Правильная количественная оценка аномалий дает возможность оценить фон, т.е. выяснить величину глубинного теплового потока даже по единичным измерениям. Этот подход нам представляется однозначным в геотермически слабо изученных регионах.

В качестве примера расчета температур в разрезе и теплового потока здесь мы приводим результат моделирования по меридиональному профилю через свод Федынского (рис. 8).

Рассчитанные глубинные температуры получены при задании редуцированного теплового потока на нижней границе – 50 мВт/м^2 и температуры на верхней границе – 1°С. Теплофизический разрез адекватно задавался в соответствии с теми граничными сейсмическим скоростями, которые были зафиксированы на профиле ШГСП-3 (Поселов и др., 1996) в пределах свода Федынского. На профиле показано расположение температурного интервала катагенеза (110–180°С) в современном температурном разрезе земной коры. Катагенетические границы «нефтяного окна» зависят от типа керогена (сапропелевого, гумусового или смешанного), от темпов погружения отложений, строения и состава вмещающих пород, характера геотермического и флюидодинамического режимов и др. Процесс интенсивного образования жидких УВ в катагенетических зонах бассейнов разных типов и возраста отмечается при разных температурах и глубинах, но чаще всего при указанном температурном интервале (Вассоевич, 1990). «В прогнозе зон генерации УВ и фазового состава генерирующихся УВ состоит прикладной аспект и значение исследований процесса катагенеза» (Грамберг и др., 2001, с. 1809).

Мы можем с уверенностью констатировать, что геотермические исследования, включающие моделирование температурных условий геологического прошлого и современного теплового поля, являются важной частью прогностических построений в нефтегазоносных бассейнах.

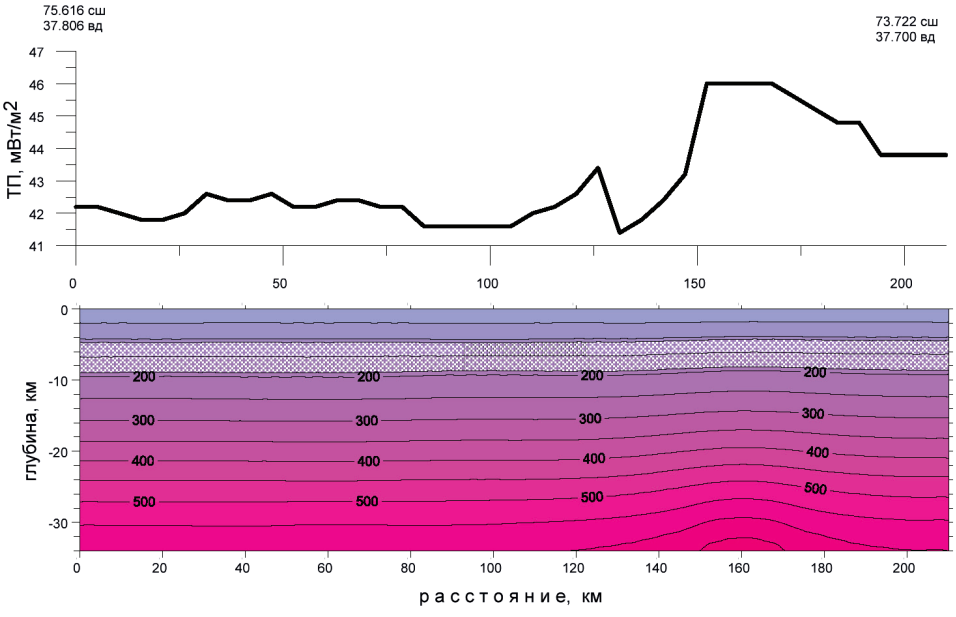


Рис. 8. Пример расчета глубинных температур и плотности теплового потока вдоль профиля (штриховкой показано возможное положение интервала катагенеза органического вещества)

Термотомографическая 3D-модель свода Федынского

В предыдущем разделе мы описали последовательность построения 3D-температурной модели. Профили, показанные на рис. 9 в пределах свода Федынского, были размещены в трехмерном плоте в соответствии с координатами их начала и конца. Для этого мы использовали созданный нами программный модуль «FType» (авт. В.Р. Ахмедзянов), адаптированный для работы с программой «TECPLOT, v.10»

После трехмерной интерполяции (метод Шепарда, или «Inverse distance») была получена трехмерная картина распределения температур в пространстве X-Y-Z. Границы области интерполяции выбирались по координатам концов наиболее протяженных профилей. Метод Шепарда предусматривает линейную интерполяцию с учетом статистического «веса» каждой точки пространства. При случайном расположении сейсмических профилей наибольший вес имеют те точки, которые расположены в пространстве на наименьших расстояниях от соседних точек.

Как видно на рис.10, характерный температурный интервал катагенеза органического вещества располагается в интервале глубин 4–5 км. Изотерма Кюри, контролирующая положение нижней границы магнитных масс, располагается в интервале глубин 30–32 км.

Обращает на себя внимание наличие ясно выраженного «температурного купола» между параллелями 73 и 74°с.ш. между 36 и 39°в.д. Эта температурная аномалия прослеживается на всю толщину разреза. Амплитуда аномалии на глубине 30 км составляет ~30°С, а на глубине 10 км ~10°С. Снижение амплитуды аномалии объясняется уменьшением контраста коэффициентов теплопроводности контактирующих литологических комплексов. Учитывая обнаруженную пространственную корреляцию «температурных куполов» и локализации месторождений углеводородов в осадочных бассейнах (Хуторской и др., 2003, 2009, 2013), можно предполагать, что этот участок следует рекомендовать как «первоочередной» при постановке детальных геологоразведочных работ на углеводородное сырье.

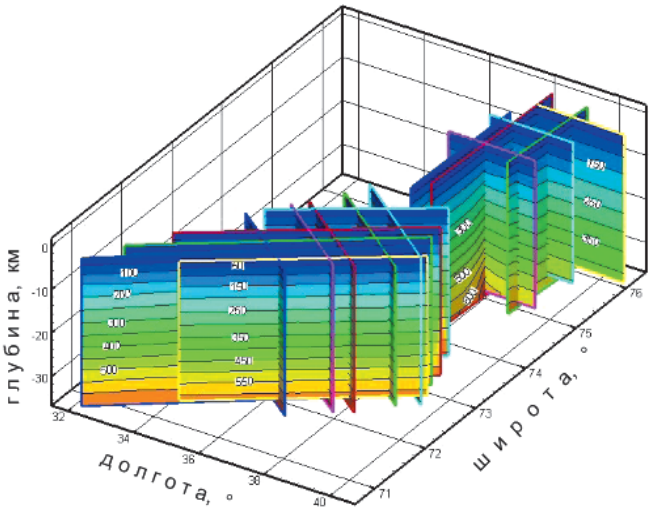


Рис. 9. Размещение 2D-температурных профилей (изотермы, °С) в координатах: широта-долгота-глубина

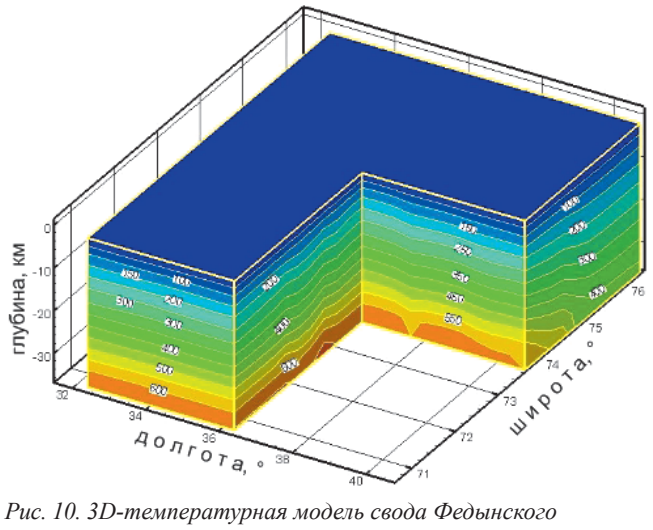


Рис. 10. 3D-температурная модель свода Федынского

Трехмерное моделирование позволяет построить картину изотермических поверхностей для любых температур внутри существующего для модели диапазона, а также карты-срезы температур на любых промежуточных глубинах.

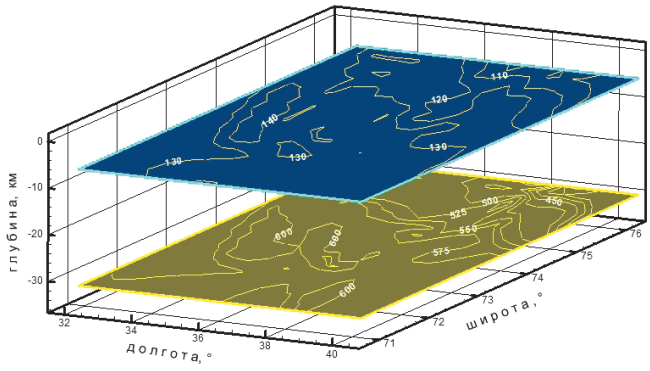


Рис. 11. Карты-срезы температур на глубинах 5 и 30 км на своде Федынского

На рис. 11 показаны температурные карты-срезы для глубин 5 и 30 км. Эти глубины выбирались с учетом прогнозных критериев для расчета положения материнской толщи углеводородов, с одной стороны, и положения изотермы Кюри, с другой стороны.

Сопоставление термической модели с сейсмотомографией

Редкая сеть наблюдений теплового потока заставляет искать сравнение этого параметра с другими геофизическими полями, которые в той или степени отражают термическое состояние недр. Таким фактором является сейсмическая томография, показывающая объемное распределение вариаций скоростей. Более прогретая часть среды обладает пониженной скоростью на величины до первых процентов от средних абсолютных значений на исследуемых глубинах. Для Баренцевоморского региона была опубликована региональная сейсмотомографическая модель, построенная по данным норвежской сейсмологической сети NORSAR (Bungum et al., 2005). Она позволяет рассматривать регион Баренцева моря в двух глубинных диапазонах: от 0 до 250 км и от 0 до 40 км. Рассмотрим отображение скоростей Р-волн для первого глубинного интервала (рис. 12).

На глубине около 75 км (рис. 12) наблюдается высокоскоростной «козырек», оконтуренный изоповерхностью 8,31 км/с, под которым видно наличие низкоскоростной линзы, «втекающей» в регион с севера от термального купола около Шпицбергена (Хуторской и др., 2013) под данную высокоскоростную аномалию в сторону Кольского

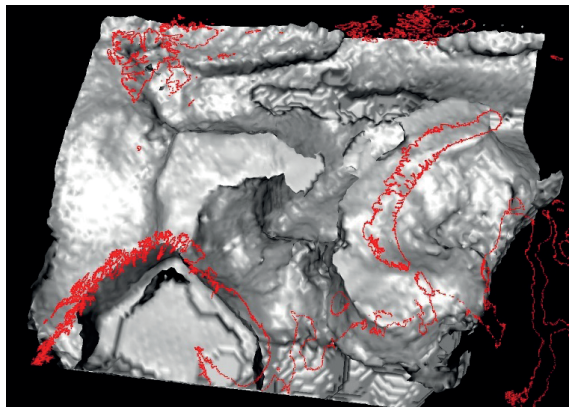


Рис. 13. 3D модель вариаций скоростей объемных сейсмических волн Баренцева моря (Р-волны, от 0 до 40 км, изоповерхность 6.28 км/с)(по Bungum et al., 2005). Вид сверху. Береговая линия показана красным

полуострова. Эта конфигурация сейсмотомографических вариаций приемлемо согласуется с данными термотомографии, согласно которым с этих глубин в районе свода Федынского наблюдается «холодный» купол. Форма низкоскоростной «полости» имеет субмеридиональную ориентацию и соединяется под козырьком с зоной равномерного увеличения низкоскоростного объема на север-северо-запад к зоне Шпицбергена.

На отображении интервала от 0 до 40 км (рис. 13), расположенного выше высокоскоростного «козырька» свода Федынского на глубинах ~75 км (рис. 12), видно низкоскоростное пространство, уходящее от южной части Баренцевской плиты вглубь на северо-восток и входящее в котловины Баренцева моря. Эта конфигурация сейсмической томографии согласуется с термическим куполом, показанным на рис. 10. В целом, низкоскоростные полости обоих глубинных диапазонов (рис. 12 и 13) сходятся в области максимума термической модели (рис. 10) между 70° и 73° с.ш. непосредственно к югу от высокоскоростного «козырька» под сводом Федынского.

Заключение

Технология термической томографии использует самые современные программные и аппаратные средства для численного моделирования геолого-геофизической эволюции бассейнов осадконакопления. Практическое значение термотомографической методики применительно

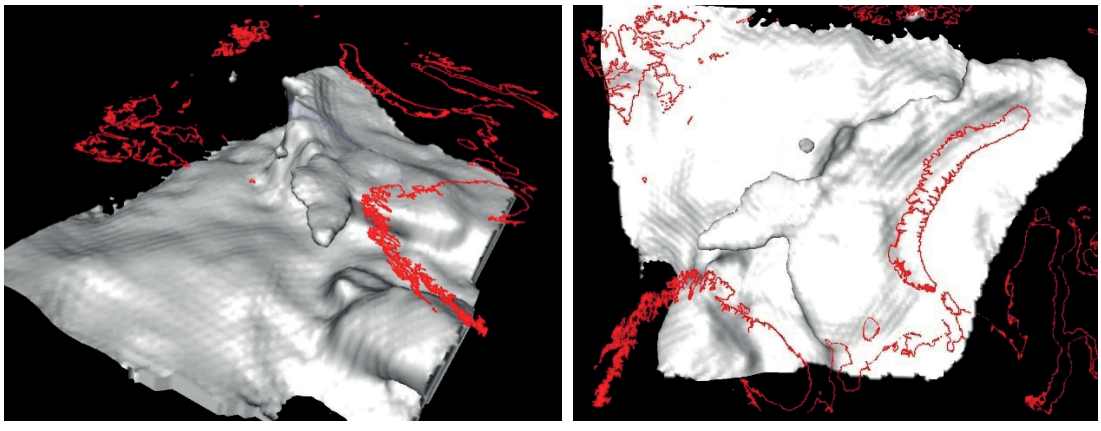


Рис. 12. 3D модель по данным сейсмотомографии вариаций скоростей объемных сейсмических волн Баренцева моря (Р-волны, от 0 до 250 км, изоповерхность 8.31 км/с) (по Bungum et al., 2005). Виды с юго-запада и сверху. Береговая линия показана красным

к осадочным бассейнам заключается в нахождении температурных границ, контролирующих генерацию углеводородов – их катагенетическое преобразование. Таким образом, зная глубину и локализацию температурных условий катагенеза органического вещества в объемной геометрии, можно говорить о скоплении углеводородов при наличии соответствующих структур-ловушек.

Термотомография выявляет характерные формы распределения температурного поля, контролирующие локализацию месторождений нефти и газа. Впервые обнаружены неизвестные ранее термические структуры – изометричные «термические купола», представляющие собой куполообразный подъем изотерм. Ранее нами была выявлена приуроченность промышленных месторождений углеводородов именно к этим куполам. Локализация «термического купола» в районе свода Федынского позволяет наметить район концентрации поисково-разведочных работ на этой структуре.

Таким образом, 3D-геотермические модели обусловили появление дополнительного поискового признака при разведке углеводородов на акваториях. Метод термотомографии может применяться при любом масштабе исследований – от всего осадочного бассейна, соответствующего региональному масштабу, до локальной структуры. В первом случае он может рассматриваться как прогнозный, а во втором – как поисково-разведочный.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

Геотермическое поле изометричных или мозаичных областей может быть корректно отражено только в трехмерной геометрии. Этот способ предоставляет возможность оценить изменения теплового поля как по латерали, так и по глубине.

Температурные аномалии и аномалии теплового потока формируются за счет неравномерного распределения тепловых источников, а также за счет структурно-теплофизических неоднородностей, обусловленных литолого-фациальным и тектоническим факторами.

Основной теплофизической границей в осадочных бассейнах Арктики является граница между подошвой фанерозойских осадков и кровлей докембрийского фундамента. Наличие линз низкотеплопроводных консолидированных осадков мезозоя-кайнозоя обусловливает появление аномалий низкого теплового потока.

Фоновый тепловой поток в южной части Баренцево-Карского осадочного бассейна составляет 54–55 мВт/м^2, но в северо-западном и северо-восточном направлениях он монотонно повышается, достигая вблизи архипелагов значений 65–72 мВт/м^2. Наблюдается общая согласованность термической модели района свода Федынского и данных сейсмической томографии, вариации скоростей в которых объясняются тепловыми неоднородностями.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке тем госзадания ГИН РАН: № FMUN-2019-0076 «Геологические опасности в Мировом океане и их связь с рельефом, геодинамическими и тектоническими процессами» и №122012700311-2 «Геотермические и гидрогеохимические аномалии в разнотипных тектонических обстановках».

Литература

Ампилов Ю.П. (2017). Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*, 2, с. 38-50.

Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии) (2000). Гл. ред. И.С. Грамберг, Н.П. Лаверов, Д.А. Додин. СПб: Наука, 247 с.

Арктические и дальневосточные моря. Геология и полезные ископаемые России (2004). Ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребицкий. СПб: ВСЕГЕИ, т. 5, кн. 1, 468 с.

Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Хуторской М.Д. (2011). Тепловой поток и температуры в земной коре западнее Шпицбергена (26-й и 27-й рейсы НИС «Академик Николай Страхов»). *Мониторинг: наука и технологии*, 1(6), с. 6-18

Вассоевич Н.Б. (1990). Литология и нефтегазоносность. М: Наука, 423 с.

Верба М.Л. (2008). Сравнительная геодинамика Евразийского бассейна. СПб: Наука, 191 с.

Вержбицкий Е.В. (2002). Геотермический режим, тектоника дна и температуры генерации углеводородов в восточной части Баренцева моря. *Геотектоника*, 1, с. 76-85.

Грамберг И.С., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И. (2001). Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1808-1820.

Грамберг И.С., Супруненко О.И., Лазуркин Д.В. (2000). Нефтегазовый потенциал Северного Ледовитого океана. *Сб.: Геологическое строение и геоморфология Северного Ледовитого океана в связи с проблемой внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Арктическом бассейне.* СПб: ВНИИОкеангеология, с. 5-19.

Григорьев Г.А., Арутюнян С.С., Назаров В.И., Краснов О.С., Медведева Л.В. (2015). Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа континентального шельфа России. *RAO. CIS Offshore: Тр. 12-й Межд. конф. и выст. по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ*. СПб: Химиздат, с. 9-15.

Кольская сверхглубокая. Исследование глубинного строения континентальной коры с помощью бурения Кольской сверхглубокой скважины (1984). Гл. ред. Е.А. Козловский. М: Недра, 490 с.

Левашкевич В.Г. (1992). Учет температурного режима придонных вод при измерении геотермических параметров в Баренцевом море. *Океанология*, 32(1), с. 151-158.

Левашкевич В.Г. (2005). Закономерности распределения геотермического поля окраин Восточно-Европейской платформы (Баренцевоморский и Белорусско-Прибалтийский регионы). *Автореф. докт. дисс.* М: МГУ, 42 с.

Леонов Ю.Г., Хуторской М.Д., Ермаков А.В., Ахмедзянов В.Р. (2010). Аномальный тепловой поток как признак деструкции коры на северной окраине Свальбардской плиты. *Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии*, вып. 2. М: ГЕОС, с. 41-54.

Лысенин Г.П., Карпюк Е.Ф. (2004). Сверхгидростатические пластовые давления в Тимано-Печорской провинции. *Мат. XIV геол. съезда Респ. Коми*. Т. III. Сыктывкар: Ин-т геол. Коми НЦ УрО РАН, с. 151-153.

Матвеев Ю.И., Винокуров И.Ю. (2008). Геологические результаты регионального сейсмопрофилирования арктических морей. *Теория и практика нефтегеологического прогноза*. СПб: ВНИГРИ, с. 262-277.

Методические и экспериментальные основы геотермии (1983). М: Наука, 230 с.

Никитин Д. С., Хуторской М.Д., Иванов Д.А. (2020). Вертикальная катагенетическая зональность осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа. *Литология и полезные ископаемые*, 5, с. 438-460.

Николаев А.В. (1997). Проблемы геотомографии. Проблемы геотомографии. М: Наука, с. 4-38.

Поляк Б.Г., Смирнов Я.Б. (1968). Связь глубинного теплового потока с тектоническим строением континентов. *Геотектоника*, 4, с. 3-19.

Попов Ю.А., Певзнер С.Л., Пименов В.П., Певзнер Л.А. (1999). Геотермические характеристики разреза Кольской сверхглубокой скважины. *Докл. РАН*, 369(6), с. 1-5.

Поселов В.А., Павленкин А.Д., Буценко В.В. (1996). Структура литосферы по геотраверсам ГСЗ в Арктике. *Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона,* вып. 1, ч. 2. СПб: ВНИИОкеанология, с. 145-155.

Пущаровский Ю.М. (1993). Нелинейная геодинамика: Кредо автора. *Геотектоника*, 1, с. 3-6.

Спичак В.В. (1999). Магнитотеллурические поля в трехмерных моделях геоэлектрики. М: Научный мир, 204 с.

Супруненко О.И., Тугарова М.А. (2003). Геохимия нафтидов. СПб: Изд-во СПбГУ, 234 с.

Тараканов Ю.А. (1997). Гравитационная томография. Проблемы геотомографии. М: Наука, с. 236-265.

Тектоническая карта Баренцева моря и северной части Европейской России (1996). Масштаб 1:2500000. Объяснительная записка. Под ред. Богданова Н.А., Хаина В.Е. М: Картография.

Хант Дж. (1982). Геохимия и геология нефти и газа. М: Мир, 556 с.

Холодилов В.А. (2006). Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей. *Дисс. докт. геол.-мин. наук*. Москва.

Хуторской М.Д. (1982). Тепловой поток в областях структурно-геологических неоднородностей. М: Наука, 79 с.

Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Ахмедзянов В.Р. (2000). Геотермическое поле и термическая эволюция литосферы Баренцевоморского региона. *Вестн. РАЕН*, 5, с. 55-77.

Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Грамберг И.С., Леонов Ю.Г. (2003). Термотомография Западно-Арктического бассейна. *Геотектоника*, 3, с. 79-96.

Хуторской М.Д., Вискунова К.Г., Подгорных Л.В., Супруненко О.И., Ахмедзянов В.Р. (2008). Геотемпературная модель земной коры Баренцева моря: исследования вдоль геотраверсов. *Геотектоника*, 2, с. 36-54.

Хуторской М.Д., Леонов Ю.Г., Ермаков А.В., Ахмедзянов В.Р. (2009). Аномальный тепловой поток и природа желобов в северной части Свальбардской плиты. *Докл. РАН*, 424(2), с. 318-323.

Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др. (2013). Геотермия арктических морей. М: ГЕОС, 232 с. (Тр. ГИН РАН; Вып. 605)

Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. (2014). Геотермические модели геодинамических обстановок разного типа. *Геотектоника*, 1, с. 77-96.

Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. (1992). Тепловое поле Баренцевоморского региона. Апатиты, 114 с.

Шипилов Э.В., Сенин Б.В. (1988). Глубинная структура дна Баренцева моря. *Геотектоника*, 6, с. 96-100.

Шкарубо С.И., Шипилов Э.В. (2007). Тектоника Западно-Арктической платформы. *Разведка и охрана недр*, 9, с. 32-47.

Birch F.,Roy R.F.,Decker E.R. (1968). Heat flow and thermal history in New England and New York, chapt. 33. *Studies in Appalachian Geology*. N.Y., pp. 437-451.

Bücker C.J., Jarrard R.D. and Wonik T. (2001). Downhole Temperature, Radiogenic Heat Production, and Heat Flow from the CRP-3 Drillhole, Victoria Land Basin, Antarctica. *Terra Antartica*, 8(3), pp. 151-159.

Bungum H., Ritzmann O., Maercklin N., Faleide J.-I., Mooney W.D., Detweiler S.T. (2005). Three-Dimensional Model for the Crust and Upper Mantle in the Barents Sea Region. *Eos*, 86(16). https://doi.org/10.1029/2005EO160003

Chapman D., Furlong K. (1977). Continental heat flow–age relationships. Trans. *Amer. Geophys. Un.*, 58, pp. 1240-1251.

Dziewonski A.M. (1984). Mapping the lower mantle: Determination of lateral heterogeneity in P-velosity up to degree and order 6. *J.Geophys.Res.*, 89, pp. 5929-5952. https://doi.org/10.1029/JB089iB07p05929

Dziewonski A.M., Anderson D.L. (1984). Seismic tomography of the Earth`s interior. *Amer. Sci. vol.,* 72(5), pp. 483-494.

Hosney H.M. (2000). Geophysical parameters and crustal temperatures characterizing tectonic and heat flow provinces of Egypt. ICEHM, Cairo University, pp. 152-166.

Hurtig E. (Editor-in Chief) (1991/1992). Catalogue Heat Flow Density Data. Geothermal Atlas of Europe (1991-1992). Potsdam: Geographtsch-Kartographische Anstalt Gotha, pp. 107-156.

Jaupart C. and Mareschal J.-C. (2004). Constraints on Crustal Heat Production from Heat Flow Data. *Treatise on Geochemistry*, Vol. 3. The Crust, edited by R.L. Rudnick, Elsevier Science Publishers, Amsterdam, pp. 65-84. https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03017-6

Morgan P., Sass J.H. (1984). Review. Thermal regime of the continental lithosphere. *Journ. geodynamics*, 1, pp. 143-166. https://doi.org/10.1300/J123v09n01_12

Sclater J.G., Francheteau J. (1970). The implications of terrestrial heat flow observation on current tectonic and geochemical models of the crust and upper mantle of the Earth Geophys. *J.Roy.Astron.Soc.*, 20, pp. 509-542. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1970.tb06089.x

Seismic tomography: Theory and practice (1993). Ed. By H.M. Iyer and K.Hirahara, pp. 519-584.

Vila M., Fernandez M., Jimenez-Munt I. (2010). Radiogenic heat production variability of some common lithological groups and its significance to lithospheric thermal modeling. *Tectonophysics*, 490(3-4), pp. 152-164. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.05.003

Сведения об авторах

Михаил Давыдович Хуторской – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий лабораторией тепломассопереноса, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1

Сергей Юрьевич Соколов – доктор геол.-мин. наук, заведующий лабораторией геоморфологии и тектоники дна океанов, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1

Статья поступила в редакцию 24.04.2022;
Принята к публикации 19.08.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch)

M.D. Khutorskoi, S. Yu. Sokolov*

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Mikhail D. Khutorskoi, e-mail: mdkh1@yandex.ru*

Abstract. The distribution of thermal conductivity, radiogenic heat generation and heat flow in the Barents Sea southern part, including the Fedynsky Arch, is analyzed. Models of deep temperatures controlling the catagenesis of organic matter thermal conditions are calculated. A 3D temperature model was built up to a 30 km depth, which allowed us to demonstrate cross-sectional temperature maps at various depths in the Earth's crust. A comparison of the Barents Sea thermal field and seismotomographic model was carried out, which showed that the seismotomographic anomalies are caused by thermal inhomogeneities.

Keywords: geothermics, thermal and seismic tomography, sedimentary basin, oil and gas potential, modeling

Acknowledgements

The work was financially supported by the State Assignment of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences: No. FMUN-2019-0076 "Geological hazards in the World Ocean and their relationship with relief, geodynamic and tectonic processes" and No. 122012700311-2 "Geothermal and hydrogeochemical anomalies in different types of tectonic settings".

Recommended citation: Khutorskoi M.D., Sokolov S.Yu. (2022). Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 99–113. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.9

References

Ampilov Yu.P. (2017). New challenges for the Russian oil and gas industry in the face of sanctions and low oil prices. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2, pp. 38-50. (In Russ.)

Arctic on the threshold of the third millennium (resource potential and environmental problems) (2000). Ed. I.S. Gramberg, N.P. Laverov, D.A. Dodin. St.Petersburg: Nauka, 247 p. (In Russ.)

Arctic and Far Eastern seas. Geology and minerals of Russia (2004). Ed I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Yu.E. Pogrebitskiy. St.Petersburg: VSEGEI, t. 5, kn. 1, 468 p. (In Russ.)

Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Khutorskoy M.D. (2011). Heat flow and temperatures in the Earth's crust west of Shpitsbergen (cruises 26 and 27 of the R/V Akademik Nikolai Strakhov). *Monitoring: nauka i tekhnologii*, 1(6), pp. 6-18. (In Russ.)

Birch F.,Roy R.F.,Decker E.R. (1968). Heat flow and thermal history in New England and New York, chapt. 33. *Studies in Appalachian Geology*. N.Y., pp. 437-451.

Bücker C.J., Jarrard R.D. and Wonik T. (2001). Downhole Temperature, Radiogenic Heat Production, and Heat Flow from the CRP-3 Drillhole, Victoria Land Basin, Antarctica. *Terra Antartica*, 8(3), pp. 151-159.

Bungum H., Ritzmann O., Maercklin N., Faleide J.-I., Mooney W.D., Detweiler S.T. (2005). Three-Dimensional Model for the Crust and Upper Mantle in the Barents Sea Region. *Eos*, 86(16). https://doi.org/10.1029/2005EO160003

Chapman D., Furlong K. (1977). Continental heat flow–age relationships. Trans. *Amer. Geophys. Un.*, 58, pp. 1240-1251.

Dziewonski A.M. (1984). Mapping the lower mantle: Determination of lateral heterogeneity in P-velosity up to degree and order 6. *J.Geophys.Res.*, 89, pp. 5929-5952. https://doi.org/10.1029/JB089iB07p05929

Dziewonski A.M., Anderson D.L. (1984). Seismic tomography of the Earth`s interior. *Amer. Sci. vol.,* 72(5), pp. 483-494.

Gramberg I.S., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I. (2001). Catagenetic zoning of the sedimentary cover of the Barents Sea shelf in connection with oil and gas potential. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1808-1820. (In Russ.)

Gramberg I.S., Suprunenko O.I., Lazurkin D.V. (2000). Oil and gas potential of the Arctic Ocean. Coll. papers: Geological structure and geomorphology of the Arctic Ocean in connection with the problem of the outer boundary of the continental shelf of the Russian Federation in the Arctic basin. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya, pp. 5-19. (In Russ.)

Grigoriev G.A., Arutyunyan S.S., Nazarov V.I., Krasnov O.S., Medvedeva L.V. (2015). Geological and economic assessment of forecast oil and gas resources of the Russian continental shelf. *CIS Offshore 2015*. St. Petersburg: Khimizdat, pp. 9-15. (In Russ.)

Hosney H.M. (2000). Geophysical parameters and crustal temperatures characterizing tectonic and heat flow provinces of Egypt. ICEHM, Cairo University, pp. 152-166.

Hunt J.M. (1982). Petroleum geochemistry and geology. Moscow: Mir, 556 p. (In Russ.)

Hurtig E. (Editor-in Chief) (1991/1992). Catalogue Heat Flow Density Data. Geothermal Atlas of Europe (1991-1992). Potsdam: Geographtsch-Kartographische Anstalt Gotha, pp. 107-156.

Jaupart C. and Mareschal J.-C. (2004). Constraints on Crustal Heat Production from Heat Flow Data. *Treatise on Geochemistry*, Vol. 3. The Crust, edited by R.L. Rudnick, Elsevier Science Publishers, Amsterdam, pp. 65-84. https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03017-6

Kholodilov V.A. (2006). Geology, oil and gas potential and scientific foundations of the strategy for the development of oil and gas resources in the Barents and Kara Seas. Dr. geol.-min. sci. diss. Moscow. (In Russ.)

Khutorskoi M.D. (1982). Heat flow in areas of structural-geological inhomogeneities. Moscow: Nauka, 79 p. (In Russ.)

Khutorskoi M.D., Podgornykh L.V., Akhmedzyanov V.R. (2000). Geothermal field and thermal evolution of the lithosphere of the Barents Sea region. *Vestn. RAEN*, 5, pp. 55-77. (In Russ.)

Khutorskoi M.D., Podgornykh L.V., Gramberg I.S., Leonov Yu.G. (2003). Thermotomography of the Western Arctic Basin. *Geotektonika*, 3, pp. 79-96. (In Russ.)

Khutorskoi M.D., Viskunova K.G., Podgornykh L.V., Suprunenko O.I., Akhmedzyanov V.R. (2008). Geotemperature model of the Earth's crust in the Barents Sea: studies along geotraverses. *Geotektonika*, 2, pp. 36-54. (In Russ.)

Khutorskoi M.D., Leonov Yu.G., Ermakov A.V., Akhmedzyanov V.R. (2009). Anomalous heat flow and the nature of the troughs in the northern part of the Svalbard plate. *Dokl. RAN*, 424(2), pp. 318-323. (In Russ.)

Khutorskoi M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V. et al. (2013). Geothermy of the Arctic Seas. Moscow: GEOS, 232 p. (GIN RAN coll. papers; vol. 605) (In Russ.)

Khutorskoi M.D., Polyak B.G. (2014). Geothermal models of geodynamic settings of various types. *Geotectonics*, 48, pp. 68–85.

Kola superdeep. Study of the deep structure of the continental crust by drilling the Kola superdeep well (1984). Ed. E.A. Kozlovsky. Moscow: Nedra, 490 p. (In Russ.)

Levashkevich V.G. (1992). Taking into account the temperature regime of bottom waters when measuring geothermal parameters in the Barents Sea. *Okeanologiya*, 32(1), pp. 151-158. (In Russ.)

Levashkevich V.G. (2005). Patterns of geothermal field distribution in the margins of the East European Platform (Barents Sea and Belarusian-Baltic regions). Abstract Dr. sci. diss. Moscow: MSU, 42 p. (In Russ.)

Leonov Yu.G., Khutorskoy M.D., Ermakov A.V., Akhmedzyanov V.R. (2010). Anomalous heat flow as a sign of crustal destruction on the northern margin of the Svalbard plate. Geology and Geoecology of the Continental Margins of Eurasia, vol. 2. Moscow: GEOS, pp. 41-54. (In Russ.)

Lysenin G.P., Karpyuk E.F. (2004). Superhydrostatic formation pressures in the Timan-Pechora province. Proc. XIV geol. Congress of the Komi Republic. V. III. Syktyvkar: In-t geol. Komi NTs UrO RAN, pp. 151-153. (In Russ.)

Matveev Yu.I., Vinokurov I.Yu. (2008). Geological results of regional seismic profiling of the Arctic seas. *Theory and practice of petrogeological forecasting*. St. Petersburg: VNIGRI, pp. 262-277. (In Russ.)

Methodological and experimental foundations of geothermy (1983). Moscow: Nauka, 230 p. (In Russ.)

Morgan P., Sass J.H. (1984). Review. Thermal regime of the continental lithosphere. *Journ. geodynamics*, 1, pp. 143-166. https://doi.org/10.1300/J123v09n01_12

Nikitin D. S., Khutorskoy M.D., Ivanov D.A. (2020). Vertical catagenetic zonality of the sedimentary cover of the northeastern part of the Barents Sea shelf. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and mineral resources,* 5, pp. 438-460. (In Russ.)

Nikolaev A.V. (1997). Problems of geotomography. Moscow: Nauka, pp. 4-38. (In Russ.)

Polyak B.G., Smirnov Ya.B. (1968). Relationship between deep heat flow and tectonic structure of continents. *Geotektonika,* 4, pp. 3-19. (In Russ.)

Popov Yu.A., Pevzner S.L., Pimenov V.P., Pevzner L.A. (1999). Geothermal characteristics of the section of the Kola superdeep well. *Dokl. RAN*, 369(6), pp. 1-5. (In Russ.)

Poselov V.A., Pavlenkin A.D., Butsenko V.V. (1996). The structure of the lithosphere according to geotraverses of the DSS in the Arctic. *Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region*, vol. 1, ch. 2. St. Petersburg: VNIIOkeanologiya, pp. 145-155. (In Russ.)

Pushcharovsky Yu.M. (1993). Nonlinear geodynamics: Credo of the author. *Geotektonika*, 1, pp. 3-6. (In Russ.)

Sclater J.G., Francheteau J. (1970). The implications of terrestrial heat flow observation on current tectonic and geochemical models of the crust and upper mantle of the Earth Geophys. *J.Roy.Astron.Soc.*, 20, pp. 509-542. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1970.tb06089.x

Seismic tomography: Theory and practice (1993). Ed. By H.M. Iyer and K.Hirahara, pp. 519-584.

Shipilov E.V., Senin B.V. (1988). Deep structure of the bottom of the Barents Sea. *Geotektonika*, 6, pp. 96-100. (In Russ.)

Shkarubo S.I., Shipilov E.V. (2007). Tectonics of the Western Arctic platform. *Razvedka i okhrana nedr,* 9, pp. 32-47. (In Russ.)

Spichak V.V. (1999). Magnetotelluric fields in three-dimensional models of geoelectrics. Moscow: Nauchnyy mir, 204 p. (In Russ.)

Suprunenko O.I., Tugarova M.A. (2003). Geochemistry of naphthides. St. Petersburg: SPbSU, 234 p. (In Russ.)

Tarakanov Yu.A. (1997). Gravitational tomography. Problems of geotomography. Moscow: Nauka, pp. 236-265. (In Russ.)

Tectonic map of the Barents Sea and the northern part of European Russia (1996). Scale 1:2500000. Ed. Bogdanov N.A., Khain V.E. Moscow: Kartografiya. (In Russ.)

Tsybulya L.A., Levashkevich V.G. (1992). Thermal field of the Barents Sea region. Apatity, 114 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1990). Lithology and oil and gas potential. Moscow: Nauka, 423 p. (In Russ.)

Verba M.L. (2008). Comparative Geodynamics of the Eurasian Basin. St.Petersburg: Nauka, 191 p. (In Russ.)

Verzhbitskiy E.V. (2002). Geothermal regime, bottom tectonics and hydrocarbon generation temperatures in the eastern part of the Barents Sea. *Geotektonika,* 1, pp. 76-85. (In Russ.)

Vila M., Fernandez M., Jimenez-Munt I. (2010). Radiogenic heat production variability of some common lithological groups and its significance to lithospheric thermal modeling. *Tectonophysics*, 490(3-4), pp. 152-164. https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.05.003

About the Authors

Mikhail D. Khutorskoi – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Heat and Mass Transfer Laboratory
Geological Institute of the Russian Academy of Sciences
7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Sergey Yu. Sokolov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Head of the Laboratory of Ocean Floor Geomorphology and Tectonics, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences
7, Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Manuscript received 24 April 2022;
Accepted 19 August 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.10

УДК 622.276

Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии

Д.А. Мартюшев[1], И.Н. Пономарева[1], Б.М. Осовецкий[2], К.П. Казымов[2], Е.М. Томилина[2], А.С. Лебедева[2], А.С. Чухлов[3]*

[1]*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия*
[2]*Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия*
[3]*ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия*

В настоящее время большое количество научных работ, посвященных изучению особенностей геологического строения и разработке залежей нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, основаны на применении какого-либо одного метода исследования. В данной статье показаны преимущества комплексного использования современных методов исследования керна, в том числе рентгеновской микротомографии и электронной микроскопии, а также данных гидродинамических и промысловых исследований скважин. Преимуществом использованного подхода является возможность изучения залежи на трех уровнях: керн-скважина-объект разработки, обоснованно переносить данные микроисследований на закономерности реализации технологических процессов добычи нефти. Объектами исследований настоящей статьи являются фаменские залежи нефти двух соседних месторождений, являющихся, на первый взгляд, аналогами по сходству укрупненных геолого-физических характеристик. Всесторонние исследования образцов керна этих месторождений позволили установить различия как в минеральном составе пород, так и в строении их пустотного пространства, особенно в размерах и распределении поровых каналов. Так, при примерно равной пористости для одного из месторождений установлено наличие двух типов пустот и двукратное превалирование размера наиболее крупных из них. По данным комплекса лабораторных методов исследования керна коллектор отнесен к поровому типу (трещины не обнаружены). Выполненная интерпретация гидродинамических исследований подтвердила этот факт, позволила установить наличие зависимости проницаемости коллектора от пластового давления (деформация пустотного пространства коллектора), а также построить по каждой скважине соответствующую индивидуальную зависимость. Сравнение уравнений, аппроксимирующих данных зависимости, продемонстрировало более выраженную деформацию коллектора, для которого характерно наличие крупных пор и каверн. То есть комплекс лабораторных и гидродинамических исследований позволил установить вероятность деформации пустотного пространства карбонатного коллектора даже при отсутствии в нем трещин. В свою очередь, деформация коллектора выделена в качестве наиболее вероятной причины, объясняющей разные темпы снижения дебитов скважин рассматриваемых месторождений.

Ключевые слова: рентгеновская микротомография керна, электронная микроскопия керна, гидродинамические исследования скважин, дебит скважин, пустотное пространство коллекторов, деформация коллекторов, карбонатный коллектор

Для цитирования: Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Осовецкий Б.М., Казымов К.П., Томилина Е.М., Лебедева А.С., Чухлов А.С. (2022). Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии. *Георесурсы*, 24(3), с. 114–124. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.10

1. Введение

На территории Пермского края все большее количество разрабатываемых активов являются мелкими по размерам и запасам месторождениями. В таких условиях практическая реализация большого количества различных методов исследований является экономически нерентабельной, что, в свою очередь, снижает изученность строения мелких месторождений. На практике нередкой является ситуация, когда те или иные параметры принимаются по аналогии с другим месторождением. Основаниями для проведения такой аналогии, как правило, является их непосредственная территориальная близость, приуроченность к одному и тому же тектоническому элементу, а также сходство геолого-физических характеристик. Наиболее часто по аналогии принимаются те или иные петрофизические свойства, параметры и зависимости. При этом достоверность принятия решений, основанных на использовании геологической информации с соседних месторождений, контролируется крайне редко.

Настоящая статья посвящена исследованию особенностей строения пустотного пространства коллекторов одного возраста двух месторождений, расположенных в непосредственной близости, на основе комплексного анализа результатов современных методов исследований керна и промысловых данных, и сопоставления с фактической динамикой дебитов скважин.

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevd@inbox.

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

В качестве объектов исследований выбраны верхнедевонские (фаменские) карбонатные залежи нефти со сложным геологическим строением – Софьинского и Винниковского месторождений. Сходство основных параметров – геолого-физических свойств, а также территориальная близость, позволяют рассматривать их как аналоги. Однако сложность геологического строения, характерная для большинства карбонатных резервуаров (Чучалина и др., 2021; Jihad Hamdye et al., 2022), обусловливает необходимость более детальных исследований их специфических петрофизических свойств с оценкой возможности проведения аналогий между этими двумя месторождениями.

Значительное количество разрабатываемых в мире карбонатных залежей обусловливает широкое развитие методов их изучения научными коллективами различных стран и регионов. Исследователи отмечают, что карбонатные отложения отличаются от терригенных по своей осадочной архитектуре, частым присутствием организмов, характеру диагенеза, циркуляцией флюидов, а также взаимодействием флюид/порода (Mingfeng Wang et al., 2020; Дзюбло и др., 2021; Мартюшев, 2020; Mohamed I. Abdel-Fattah et al., 2022; Patzek et al., 2022). Как следствие, трудности изучения их петрофизических свойств обусловлены не только условиями осадконакопления, но и сложными диагенетическими или тектоническими процессами преобразования коллектора (Мартюшев и Зайцев, 2019).

Также отмечается, что одним из ключевых аспектов изучения карбонатных коллекторов следует считать оценку их минерального и химического состава, в частности присутствие магния в той или иной форме, так как именно эти факторы в различных условиях разнонаправленно влияют на фильтрационно-емкостные свойства (Weiqiang Li et al., 2020; Syed Muhammad Ibad, E. Padmanabhan, 2022; Martyushev et al., 2022). Даже в условиях относительно простого минерального состава процессы гетерогенного диагенеза, имевшие место после осадконакопления, могут в значительной мере влиять на текстуру коллектора, и, как следствие, на его петрофизические и механические свойства, приводить к анизотропии проницаемости, разделять поток флюидов и т.д. (Исакова и др., 2021; Jinxiong Shi et al., 2022).

При изучении карбонатных коллекторов следует оценивать эффекты, обусловленные процессами выщелачивания породы, которые могут приводить к нарушению ее сплошности, усложнению геологического строения и, как следствие, влиять на реализацию технологических процессов добычи нефти (Miller Zambrano et al., 2021). В работе (Enrique Gomez-Rivas et al., 2022) указывается на значительное влияние сложного строения карбонатных коллекторов на добычу нефти при разработке залежей и на тесную зависимость неоднородности коллекторов и динамики дебитов скважин.

Таким образом, сложное строение карбонатных коллекторов и влияние на их свойства многочисленных геологических процессов обусловливают необходимость применения и комплексирования разномасштабных детальных методов их исследований.

В настоящей статье изучение горных пород коллекторов на рассматриваемых месторождениях выполнено с применением лабораторных исследований образцов керна, отобранных из продуктивной части разреза, обеспечивающей добычу нефти. Для оценки особенностей структуры и состава пород на макроуровне использованы материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах. Выполненные на микро- и макроуровне исследования позволяют не только комплексно и разномасштабно оценить особенности геологического строения рассматриваемых объектов, но и обоснованно учесть их при анализе динамики дебитов скважин.

2. Геолого-физическая характеристика карбонатных отложений

Как отмечено ранее, в качестве объектов исследования выбраны два нефтяных месторождения, расположенные на юге Пермского края в непосредственной близости друг от друга (рис. 1). Значительная доля запасов каждого из месторождений приурочена к фаменским карбонатным отложениям. Софьинское месторождение в тектоническом плане приурочено к Таныпскому позднедевонскому погребенному атоллу (образован системой позднедевонских рифовых сооружений), расположенному в северо-восточной части Башкирского свода. Винниковское месторождение расположено на восточном склоне Чернушинской валообразной зоны, в зоне сочленения Башкирского свода и Бымско-Кунгурской впадины.

Сопоставление основных геолого-физических параметров фаменских залежей Софьинского и Винниковского месторождений приведены в таблице 1. Исходя из анализа представленных в таблице данных, можно сделать вывод о схожести геолого-физических характеристик рассматриваемых залежей, что, в свою очередь, является основанием для использования их в качестве аналогов.

3. Материалы и методы

Для оценки особенностей геологического строения объектов на микроуровне выполнены стандартные и специальные исследования образцов керна, отобранных



Рис. 1. Территориальное расположение двух исследуемых месторождений

Параметр	Месторождение	
	Софьинское	Винниковское
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	1,7
Коэффициент пористости, %	9	10
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	16,9
Газосодержание, $м^3/т$	58,1	51,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,76	6,76

Табл. 1. Сравнение геолого-физических параметров Софьинского и Винниковского месторождений

из продуктивной эксплуатируемой части разреза.

К исследованию приняты 25 образцов керна, отобранных из разведочных скважин, расположенных в различных частях залежей (рис. 1). Стандартные исследования керна выполнены в соответствии с ГОСТ 26450. Особый интерес представляют специальные исследования, позволяющие оценить специфические характеристики карбонатных пород. При этом оценен минеральный состав пород, структура пустотного пространства изучена с применением рентгеновского микротомографа и сканирующего электронного микроскопа.

Литология, размер частиц, тип пор, резервуарные пространства и координация порового пространства полированных шлифов карбонатных пород проанализированы с использованием поляризационного микроскопа Nikon E600 Research Grade. Программное обеспечение системы Xitu для анализа характеристик пор и размера частиц использовалось для количественной характеристики микроскопических изображений этих срезов (размеров пор и каналов, поверхностной пористости и распределения пор по типам).

Для визуализации пустотного пространства использован рентгеновский микротомограф XT H 225 (Nikon Metrology, Япония). Компьютерная реконструкция образцов горных пород по полученным 2D-изображениям выполнена с использованием пакета программы Avizo Fire (Пономарев и др., 2021; Moussa Tembely et al., 2021; Eloisa Salina Borello et al., 2022).

Для исследования характерных элементов пустотного пространства использован сканирующий электронный микроскоп Quattro C (ThermoFisher Scientific, США, Нидерланды). В процессе работы выполнено сканирование поверхности образца с наблюдением отдельных участков при различном увеличении (до 10 тыс. крат) и фотографирование наиболее характерных элементов пустотного пространства (Rui Song et al., 2021; Prokhorov et al., 2021). Достоинствами метода сканирующей электронной микроскопии являются возможность детального изучения микроструктуры породы с установлением наличия пустот размером ниже предела, доступного для рентгеновской томографии (до 1 мкм), оценка характера пористости (открытой или закрытой), изучение морфологии пустот и др.

Для оценки особенностей геологического строения залежей на макроуровне использованы материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах, выполненных за весь период эксплуатации действующего добывающего фонда. Интерпретация данных исследований выполнена с использованием программного комплекса Kappa Workstation (модуль Saphir) (Мартюшев, Слушкина, 2019).

Сопоставление результатов исследования геологического строения объектов на микро- и макроуровнях с особенностями реализации технологических процессов добычи нефти выполнено, в том числе, посредством анализа динамики дебитов добывающих скважин, для чего использованы промысловые материалы – цифровые базы данных.

4. Результаты

Указанные выше исследования выполнены применительно ко всей коллекции образцов керна. В настоящей статье результаты приводятся на примере двух представительных для выборки образцов. Результаты стандартных и специальных исследований керна представлены в таблице 2 и визуализированы на рисунках 2–5.

Как следует из анализа представленных в таблице 2 и на рисунке 2 данных, вывод о схожести геологического строения объектов двух рассматриваемых месторождений, сделанный на основании сравнения их геолого-физической характеристики, является недостоверным. Несмотря на то, что в обоих случаях горная порода представлена детритовым известняком, по остальным параметрам наблюдаются значимые отличия.

Результаты томографических исследований образцов керна (рис. 3) подтверждают существенные различия в строении пустотного пространства коллекторов на микроуровне. Для Софьинского месторождения характерно наличие более крупных по размеру пор, которые при этом более равномерно распределены по объему образца.

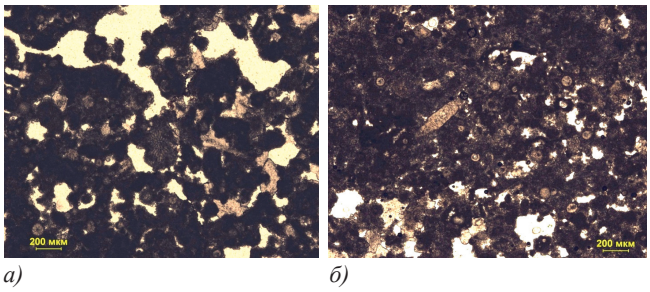
Существенное различие коллекторов проявляется уже при сравнении томографических срезов образцов с выделением зон с повышенной долей пустот (темные). Так, для известняков Софьинского месторождения характерно фрагментарное и прерывисто-слоистое распределение пустот, в то время как для таковых Винниковского – послойное. Также на рисунке 3 приведены данные, позволяющие визуально оценить распределение пор разного размера по площади сечения образца (так называемые карты пористости образца).

Выполненные таким образом томографические исследования позволили рассчитать частоту присутствия пор разного размера в образцах керна обоих месторождений и количественно подтвердить сделанные выводы (рис. 4).

Кроме того, выделяются некоторые детали, важные для оценки качества коллекторов. Так, в результате анализа материалов рентгеновской томографии установлено, что размеры поровых каналов образцов керна Софьинского месторождения изменяются в существенно более широком диапазоне с присутствием пор размером до 800 мкм. При этом максимальный размер поровых каналов для Винниковского месторождения составляет только 430 мкм. При этом на данном месторождении 53 % выделенных поровых каналов имеет очень узкий диапазон размерности (46–69 мкм). Данный диапазон размеров характерен только для 25 % поровых каналов образцов керна Софьинского месторождения. Следует подчеркнуть, что ни один из используемых методов исследования

Параметр	Значение для месторождения	
	Софьинское	**Винниковское**
Стандартные исследования керна		
Пористость, %	9,5	10
Газопроницаемость, мД	37,6	35,9
Микроскопическое описание керна		
Коллектор	детритовый известняк	детритовый известняк
Структура	микро-мелкозернистая, размер зерен менее 0,6 мм	микро-мелкозернистая, размер зерен менее 0,2 мм
Текстура	массивная	массивная
Особенности пустотного пространства	поры и каверны неправильной и удлиненной формы (0,1–8,5 мм)	прожилки длиной до 27 мм (во весь образец) и шириной 0,5 мм, заполненные белым среднезернистым кальцитом
Литолого-петрографическое описание шлифов		
Особенности пустотного пространства	Два типа пор: 1) межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, изолированные, округлые, щелевидные, неправильной формы размером 0,05–0,2 мм; 2) образованные после выщелачивания вторичного кальцита, ромбоэдрической формы размером 0,2–0,6 мм, открытые.	Поры межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, изолированные, округлые, щелевидные, неправильной формы размером 0,05–0,2 мм.

Табл. 2. Сопоставление результатов исследований образцов керна



а) *б)*

Рис. 2. Сравнение фрагментов шлифов: а) Софьинское месторождение, Микритовый матрикс, единичные биокласты, спаритовый цемент, большое количество пустот; б) Винниковское месторождение, Микритовый матрикс, обломок раковины брахиоподы, кальцисферы, поры

пустотного пространства не позволил диагностировать в образцах даже единичных трещин.

Результаты микроскопии, визуализирующие детали строения пустотного пространства, представлены на рисунке 5. На электронных снимках некоторых участков поверхности видны микропоры диаметром менее 45 мкм, которые недоступны рентгеновской томографии.

Кроме того, данные электронной микроскопии свидетельствуют о развитии процессов вторичного минералообразования на стадии катагенеза, в результате которых хорошо образованные кристаллы кальцита размером более 0,1 мм нарастают на стенках пустот известняка. При этом форма новообразованных кристаллов кальцита разнообразная (призматические, ромбоэдрические, дипирамидальные), что может свидетельствовать о существовании нескольких фаз наложенных процессов минералообразования. Тем самым происходит частичное заполнение пор и «залечивание» пустотного пространства. Результаты определения микрозондовым методом химического состава матричного вещества породы (кальцит) и новообразованных кристаллов в образцах керна приведены в табл. 3 и 4.

Данные, представленные в таблицах 3 и 4, свидетельствуют о том, что матрикс породы обоих месторождений

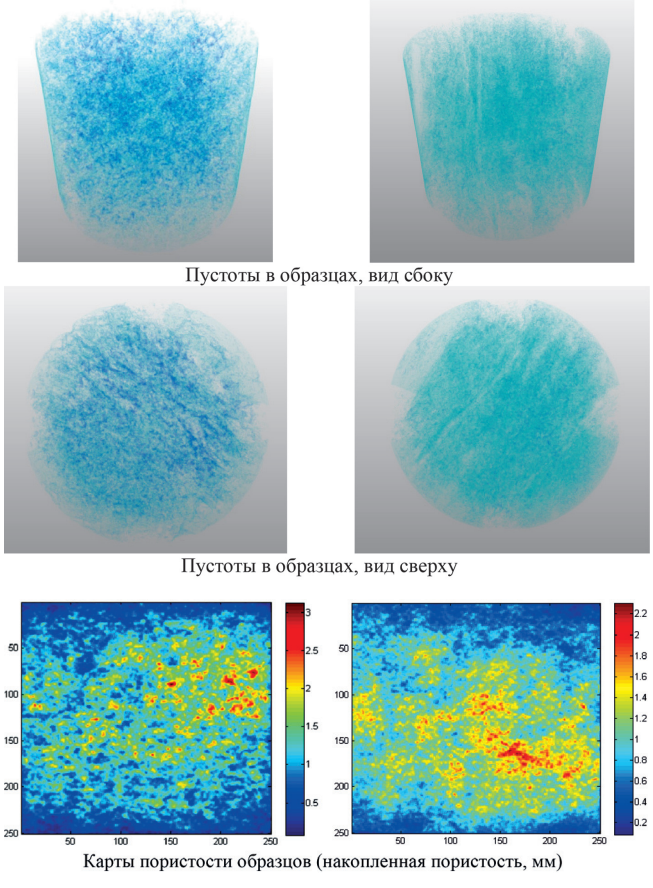


Рис. 3. Сравнение моделей пустотного пространства по данным рентгеновской томографии: а) Софьинское месторождение; б) Винниковское месторождение

образован микрозернистым химически довольно чистым кальцитом органического происхождения. Однако для матричного и новообразованного кальцита Винниковского месторождения характерно присутствие примеси магния (1–2 %), что свидетельствует о различии геохимической среды минералообразования и климатической обстановки для изученных месторождений.

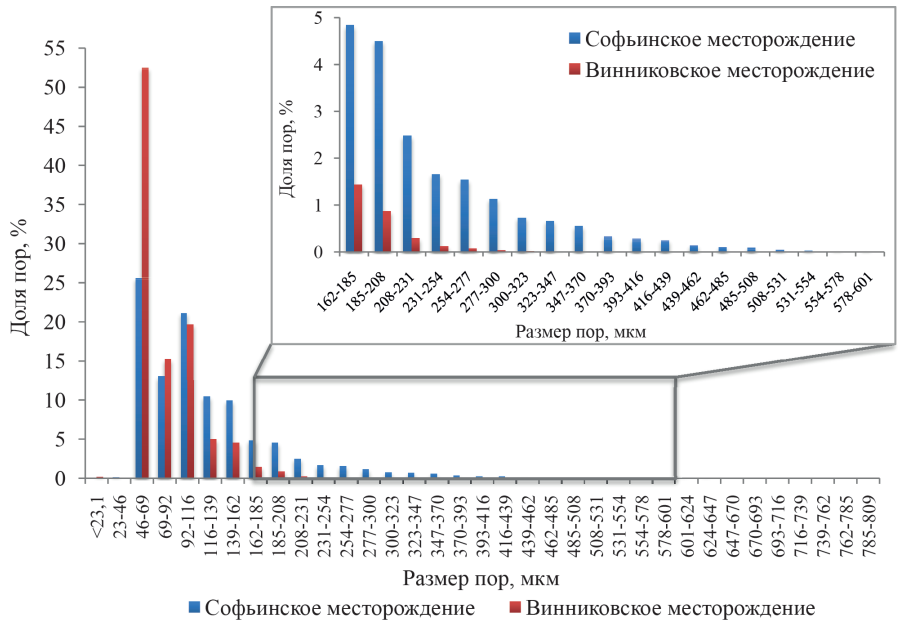
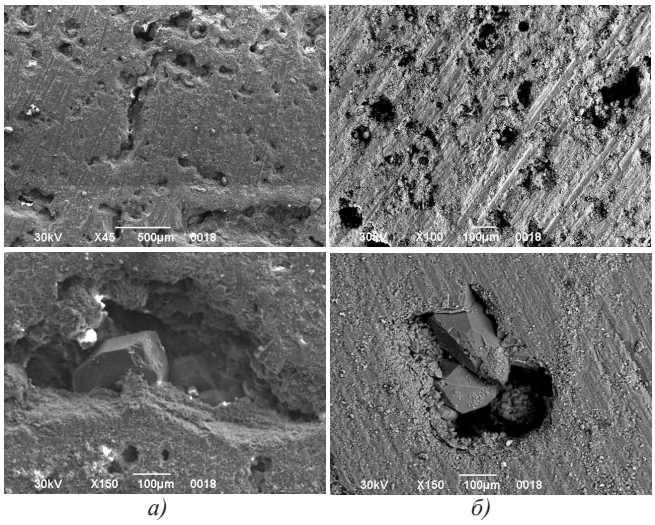


Рис. 4. Сопоставление частоты присутствия пор различного размера в образцах керна



а) *б)*

Рис. 5. Сравнение результатов электронной микроскопии образцов керна: а) Софьинское месторождение; б) Винниковское месторождение

Для анализа влияния установленных особенностей строения пустотного пространства на добывные возможности скважин в процессе их эксплуатации ниже приводятся графики, отражающие динамику дебитов жидкости. Данный анализ выполнен для всего добывающего фонда, проиллюстрирован на примере двух типовых скважин, характеризующихся примерно равными значениями основных геолого-технологических показателей (пластовое и забойное давления, толщина пласта и т.п.).

Как следует из анализа представленных на рис. 6 данных, для обеих скважин характерна тенденция к снижению дебитов, что является логичным в условиях работы залежей на естественном режиме (без подержания пластового давления). Каждый график аппроксимирован линейной зависимостью, угловой коэффициент аппроксимирующего уравнения является параметром, характеризующим темп снижения дебита. Из рисунка следует, что снижение дебита на скважине Софьинского месторождения происходит в три раза быстрее, чем на

Оксид	Место анализа		
	Матрикс, мас. %	Новообразования, мас. %	
SiO_2	0,47	0,33	0,08
TiO_2	0,08	-	-
CaO	55,32	55,08	56,09
MgO	0,39	0,12	-
FeO	0,60	1,44	-

Табл. 3. Химический состав породы и новообразований кальцита Софьинского месторождения

Оксид	Место анализа			
	Матрикс, мас. %		Новообразования, мас. %	
SiO_2	0,57	1,30	0,45	0,80
CaO	55,30	55,60	55.47	55,38
MgO	1,95	1,14	1,18	1,10
FeO	0,37	0,30	0,28	0,35
MnO	0,05	-	-	-

Табл. 4. Химический состав породы и новообразований кальцита Винниковского месторождения

скважине Винниковского месторождения. Аналогичный вывод получен при сравнительном анализе динамики дебитов всего фонда скважин рассматриваемых месторождений. В сопоставимых энергетических условиях обоих месторождений наиболее вероятной причиной разных темпов снижения дебитов следует считать разное поведение коллекторов и их фильтрационных параметров в процессе выработки запасов.

Эффективным инструментом мониторинга фильтрационных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов являются гидродинамические исследования. Ниже приведены сравнительные результаты интерпретации ГДИ по тем же скважинам, динамика дебитов которых проанализирована выше. За весь период эксплуатации на каждой скважине проведено по восемь гидродинамических исследований методом восстановления давления. Следует отметить, что интерпретация

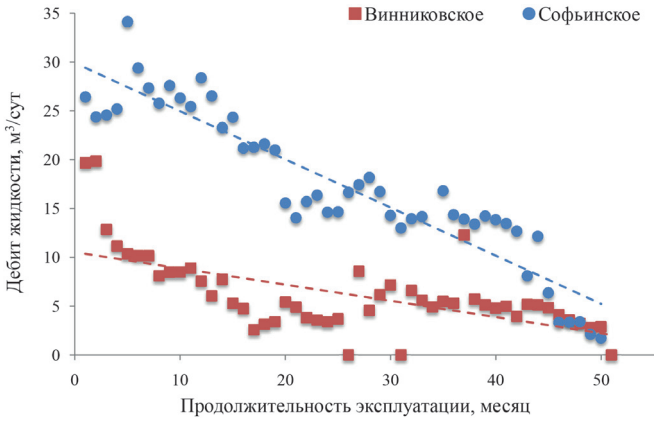


Рис. 6. Сопоставление динамики дебитов жидкости по скважинам Винниковского и Софьинского месторождений

материалов ГДИ выполнена с применением современного инструмента – программного комплекса Kappa Workstation (модуль Saphir). Достоверность выполненной процедуры подтверждается однозначным выбором моделей, хорошим совмещением расчетных и фактических кривых, а также адекватностью полученных результатов (рис. 7).

Ниже приведены графики (рис. 8), отражающие зависимость дебитов скважин в период проведения ГДИ от полученной в ходе интерпретации проницаемости.

Представленные графики демонстрируют тесную корреляцию между дебитом скважины и полученной проницаемостью, что вполне закономерно, поскольку гидродинамические исследования являются обратной задачей и, по сути, восстанавливают проницаемость из величины дебита скважин. При этом тесная их корреляция подтверждает, в первую очередь, правильность проведенной интерпретации материалов замеров и целесообразность использования полученных значений проницаемости для дальнейших исследований. Установленная тесная зависимость дебита от проницаемости в дальнейшем использована для сравнительной оценки причин разных темпов снижения добывных возможностей скважин рассматриваемых месторождений. Так, на рис. 9 представлены графики зависимости проницаемости коллектора

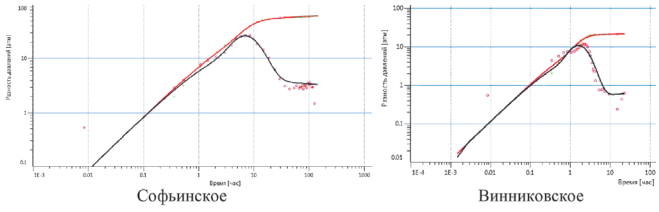


Рис. 7. Типовые кривые восстановления давления скважин Софьинского и Винниковского месторождений

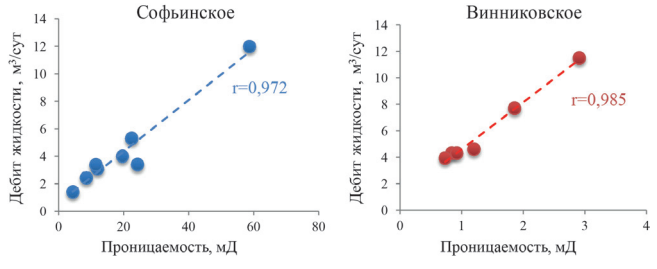


Рис. 8. Зависимость дебита от проницаемости, полученной при интерпретации ГДИ

от пластового давления, также характеризующего период проведения каждого ГДИ.

В обоих случаях отмечена примерно в равной мере тесная корреляционная связь между проницаемостью и пластовым давлением. Сравнение угловых коэффициентов аппроксимирующих линейных уравнений свидетельствует о более выраженном снижении проницаемости коллектора Софьинского месторождения при фактической динамике пластового давления.

Различные значения угловых коэффициентов аппроксимирующих зависимостей свидетельствуют о разном поведении коллектора, что, вероятно, связано с различной структурой его пустотного пространства.

В ряде работ приводятся результаты исследований по оценке влияния структуры пустотного пространства на динамику проницаемости коллектора. Исследования сводятся к построению и анализу зависимости нормированной проницаемости от эффективного давления. Аналогичные исследования выполнены и в настоящей статье, соответствующие диаграммы представлены на рис. 10. Нормированная проницаемость определена как отношение текущей проницаемости к значению, соответствующему атмосферным условиях (по данным исследования керна), за эффективное давление принята разность между горным и текущим пластовым давлениями.

Из анализа данных, представленных на рис.10, следует, что зависимость нормированной проницаемости от эффективного давления достоверно аппроксимируется экспоненциальной зависимостью, при этом интерес представляют значение коэффициента в показателе уравнения. По мнению ряда исследователей, значение данного показателя тесно связано со структурой пустотного пространства.

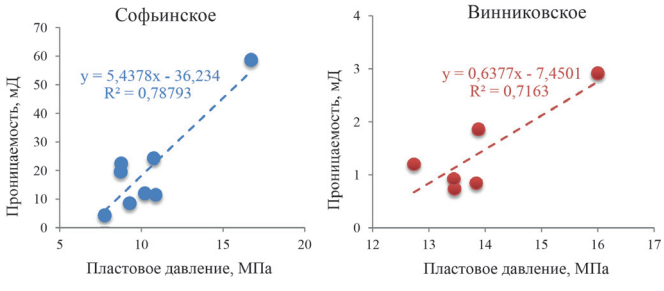


Рис. 9. Зависимость проницаемости, полученной при интерпретации ГДИ, от величины пластового давления

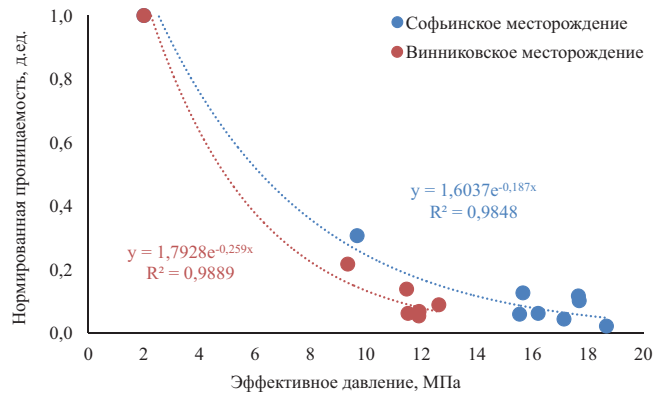


Рис. 10. Зависимость нормированной проницаемости от эффективного давления

5. Обсуждение

Данная работа посвящена комплексному анализу материалов промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований, направленных на изучение особенностей строения карбонатных коллекторов двух месторождений, расположенных в непосредственной близости.

Исследования керна, выполненные с применением современных методов, в том числе рентгеновской микротомографии и электронной микроскопии, позволили установить значимые различия в строении пустотного пространства. В карбонатных породах обоих месторождений выделено два типа пор: 1) первичные межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, изолированные, округлые, щелевидные, неправильной формы размером 0,05–0,2 мм; 2) вторичные, образованные после выщелачивания кальцита и частично заполненные новообразованными кристаллами обычно ромбоэдрической формы размером 0,2–0,6 мм, открытые. Однако образцы керна этих двух месторождений заметно различаются по такому важнейшему показателю, как наличие крупных пустот, которые характерны только для Софьинского месторождения (Пономарев и др. 2021).

Выполненный микрозондовый анализ позволил установить различия в химическом составе матричного и новообразованного кальцита в месторождениях. Отличительной особенностью кальцита Винниковского месторождения является присутствие в его составе магния (причем как в матрице, так и в новообразованных кристаллах кальцита), который присутствует в кристаллической решетке минерала, выборочно замещая кальций. Такая разновидность кальцита относится к магнезиокальцитам, и его появление свидетельствует об изменении климатической обстановки в среде осадконакопления.

Следует отметить, что ни один из реализованных методов исследования керна не позволил диагностировать наличия в объеме породы трещин. Данный вывод подтверждается в ходе интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин. Ни в одном случае не диагностировано наличие «двойной пористости» при анализе вида графика восстановления давления в билогарифмических координатах. Реализация на рассматриваемых месторождениях только стандартных методов геофизических исследований скважин не позволяет использовать функционал данного инструмента для оценки трещиноватости коллектора. Значения коэффициентов проницаемости, определенные при обработке КВД, весьма тесно коррелируются с дебитами скважин, что подтверждает физическую причину зависимости добычи нефти от фильтрационных параметров продуктивных пластов.

Особый интерес представляет установленная довольно тесная корреляционная связь между проницаемостью коллектора и пластовым давлением. При этом линейная зависимость характерна как для Софьинского, так и для Винниковского месторождений. Данное явление (снижение проницаемости коллектора при уменьшении пластового давления) отмечается многими исследователями в области нефтегазовой геомеханики, и объясняется деформацией пустотного пространства. Сопоставление уравнений, аппроксимирующих полученные зависимости, позволило установить следующую закономерность. При снижении пластового давления на 1 МПа проницаемость коллектора на Софьинском месторождении уменьшается на 5,44 мД, а на Винниковском – на 0,64 мД (то есть темпы снижения проницаемости в первом случае практически в десять раз больше, чем во втором). Следует вывод о том, что для Софьинского месторождения характерна более выраженная деформация коллектора по сравнению с Винниковским. Однако ни в том, ни в другом случае коллектор не относится к трещинному или трещинно-поровому типам, для которых явления деформации пустотного пространства известны и изучены. Соответственно, материалы лабораторного изучения керна и гидродинамических исследований скважин свидетельствуют о возможности деформации пустотного пространства сложнопостроенных карбонатных коллекторов порового типа при снижении пластового давления (Жуков, Кузьмин, 2021; Хузин и др., 2021). Более выраженной деформация является при наличии в породе пор крупного размера и системы каверн, как в случае Софьинского месторождения.

Также в ходе исследований установлена тесная корреляционная связь между нормированной проницаемостью и эффективным давлением, которая весьма достоверно аппроксимируется экспоненциальной зависимостью. Для обоих рассматриваемых месторождений наблюдается схожая тенденция поведения нормированной проницаемости, о чем свидетельствуют значения коэффициентов при показателях аппроксимирующих уравнений. Так, для Винниковского месторождения данный коэффициент составляет величину 0,259, для Софьинского – 0,187. Данный коэффициент, как характеристика структуры и поведения пустотного пространства, использовался в ряде работ (Bernabe, 1986; Жуков, 2019).

Для трещиноватых образцов гранита Barre (Bernabe, 1986) установлено, что величина данного коэффициента изменяется в диапазоне от 1,233 до 11,478. Таким образом, получена, в первом приближении, оценка величины коэффициента пород, обладающих практически только трещинной пустотностью.

Исследования песчаника вендского возраста Чаяндинского месторождения (Восточная Сибирь) (Жуков, 2019), характеризующегося межзерновой пористостью и трещинной пустотностью, позволили получить следующие значения данного коэффициента:

- для образцов со значительной трещинной пористостью коэффициент изменяется в диапазоне 0,657…0,873;
- для образцов с преобладаем межзерновой пористости коэффициент изменяется в диапазоне 0,060…0,080.

Для образцов керна сеноманского возраста Семаковского месторождения с наибольшей межзерновой пористостью коэффициент изменяется в пределах от 0,137 до 0,280, а для группы с наибольшими величинами трещинной пустотности этот коэффициент изменяется в диапазоне от 0,397 до 0,836.

Таким образом, значение данного коэффициента является одним из косвенных признаков, позволяющих идентифицировать структуру пустотного пространства. Применительно к рассматриваемым в настоящей работе условиям, значение коэффициента в зависимостях на рис.10 свидетельствуют о преобладании порового пустотного пространства.

Данный вывод является важным не только для понимания особенностей геологического строения залежей нефти, но и при обосновании эффективной реализации технологических процессов их разработки. Так, установленные особенности строения пустотного пространства позволяют прогнозировать вероятность деформации коллектора и уменьшение его проницаемости, обусловливающие снижение дебитов скважин, что подтверждается представленными на рис. 8 зависимостями.

Таким образом, разные темпы снижения дебитов скважин на Софьинском и Винниковском месторождениях, отмеченные при анализе промысловых данных (рис. 6), объясняются, в первую очередь, различиями в строении пустотного пространства коллекторов.

6. Заключение

Комплексирование материалов промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований позволило установить ряд особенностей геологического строения и разработки фаменских залежей нефти Софьинского и Винниковского месторождений.

Для обеих залежей, разрабатываемых в условиях реализации естественного режима, характерно снижение дебитов скважин с различными темпами (для Софьинского месторождения отмечена более выраженная отрицательная динамика добывных возможностей).

Наличие кернового материала и возможности его изучения современными лабораторными методами позволили детально подойти к сравнительной оценке строения коллекторов. Несмотря на большое сходство геолого-физической характеристик этих месторождений, их нельзя считать аналогами. Для обоих месторождений установлено два типа пор: первичные межкристаллические, образованные по органогенным пустотам, размером 0,05–0,2 мм и вторичные размером 0,2–0,6 мм. Однако размеры поровых каналов образцов керна Софьинского месторождения изменяются в существенно более широком диапазоне (до 800 мкм), в то время как максимальный размер поровых каналов для Винниковского месторождения составляет 430 мкм.

В обоих случаях коллектор относится к поровому типу. Трещиноватость не установлена ни по данным изучения керна, ни при интерпретации гидродинамических исследований скважин. При этом каждый коллектор демонстрирует способность деформации пустотного пространства. Более выраженные темпы снижения проницаемости коллектора Софьинского месторождения объясняются наличием в его составе крупных пор и каверн.

Таким образом, комплексирование материалов промысловых, гидродинамических и лабораторных исследований позволило установить факт вероятной деформации карбонатных коллекторов даже при отсутствии трещин. Данный вывод следует учитывать при прогнозировании добычи нефти из сложнопостроенных карбонатных коллекторов, особенно при реализации систем разработки на естественном режиме.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам и редакции за тщательное изучение работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Литература

Дзюбло А.Д., Бороздин С.О. (2021). Новые данные комплексного исследования геомеханических и петрофизических свойств пород-коллекторов Долгинского месторождения Печорского моря. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(10), с. 105–115. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3398

Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. (2021). Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа. *Записки Горного института*, 251(5), с. 658–666. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5

Жуков В.С. (2019). Влияние трещинной пустотности на проницаемость горных пород при росте эффективного давления. *Новые идеи в геологии нефти и газа: Сб. тр.* М: Перо, с. 179-184.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиньшин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170-178. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17

Мартюшев Д.А. (2020). Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(8), с. 24-33. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765

Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. (2019). Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений верхнего прикамья на продуктивность добывающих скважин. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(11), с. 77-85. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350

Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. (2019). Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 330(10), с. 26-32. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295

Пономарев А.А., Заватский М.Д., Нуруллина Т.С., Кадыров М.А., Галинский К.А., Тугушев О.А. (2021). Применение рентгеновской микротомографии керна в нефтепромысловой геологии. *Георесурсы*, 23(4), с. 34-43. https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4

Пономарев А.И., Меркулов А.В., Сопнев Т.В., Мурзалимов З.У., Кущ И.И., Кожухарь Р.Л. (2021). Оценка точности определения коэффициента пористости при выполнении трехмерных геологических построений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(4), с. 97-106. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3152

Хузин Р. Р., Андреев В. Е., Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С., Дубинский Г. С., Сафиуллина А. Р. (2021). Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. *Записки Горного института*, 251(5), с. 688-697. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.8

Чучалина К.Ю., Коровин М.О. (2021). Особенности петрофизических свойств сложнопостроенных карбонатных толщ по комплексным геофизическим данным. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 332(7), с. 107–113. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3268

Bernabe Y. (1986). Permeability and Pore Structure of Rocks under Pressure. Charter 2. The effective pressure law for permeability in Chelmsford granite and Barre granite. Massachusetts Institute of Technology, 156 p.

Dmitriy A. Martyushev, Suresh Kumar Govindarajan, Yingwen Li, Yongfei Yang (2022). Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(Part E), 109770. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770

Dmitry Prokhorov, Vadim Lisitsa, Tatyana Khachkova, Yaroslav Bazaikin, Yongfei Yang (2021). Topology-based characterization of chemically-induced pore space changes using reduction of 3D digital images. *Journal of Computational Science*, 58, 101550. https://doi.org/10.1016/j.jocs.2021.101550

Eloisa Salina Borello, Costanzo Peter, Filippo Panini, Dario Viberti (2022). Application of an algorithm for microstructure and transport properties characterization from 3D rock images. *Energy*, 239(Part C), 122151. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122151

Enrique Gomez-Rivas, Juan Diego Martín-Martín, Paul D. Bons, Daniel Koehn, Albert Griera, Anna Travé, Maria-Gema Llorens, Elliot Humphrey, Joyce Neilson (2022). Stylolites and stylolite networks as primary controls on the geometry and distribution of carbonate diagenetic alterations. *Marine and Petroleum Geology*, 136, 105444. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105444

Jihad Hamd, Adrian Cerepi, Rudy Swennen, Corinne Loisy, Serge Galaup, Léa Pigot (2022). Sedimentary and diagenetic effects on reservoir

properties of Upper Cretaceous Ionian Basin and Kruja platform carbonates, Albania. *Marine and Petroleum Geology*, 105549. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105549

Jinxiong Shi, Xiangyuan Zhao, Renfang Pana, Lianbo Zeng, Wenjun Luo (2022). Natural fractures in the deep Sinian carbonates of the central Sichuan Basin, China: Implications for reservoir quality. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110829. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110829

Miller Zambrano, Tiziano Volatili, Lucia Mancini, Alan Pitts, Maurizio Giorgioni, Emanuele Tondi (2021). Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105004, https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105004

Mingfeng Wang, Junjian Wang, Shu Tao, Dazhen Tang, Chenchen Wang, Jie Yi (2020). Quantitative characterization of void and demineralization effect in coal based on dual-resolution X-ray computed tomography. *Fuel*, 267, 116836. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116836

Mohamed I. Abdel-Fattah, Souvik Sen, Sara M. Abuzied, Mohamed Abioui, Ahmed E. Radwan, Mohammed Benssaou (2022). Facies analysis and petrophysical investigation of the Late Miocene Abu Madi sandstones gas reservoirs from offshore Baltim East field (Nile Delta, Egypt). *Marine and Petroleum Geology*, 137, 105501. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105501

Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri (2021). Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports*, 7, pp. 1460-1472. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.02.065

Patzek T.W., Saad A.M., Hassan A. (2022). Multimodal Carbonates: Distribution of Oil Saturation in the Microporous Regions of Arab Formations. *Energies*, 15(3), 1243. https://doi.org/10.3390/en15031243

Rui Song, Yao Wang, Shuyu Sun, Jianjun Liu (2021). Characterization and microfabrication of natural porous rocks: From micro-CT imaging and digital rock modelling to micro-3D-printed rock analogs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108827. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108827

Syed Muhammad Ibad, E. Padmanabhan (2022). Lithofacies, mineralogy, and pore types in Paleozoic gas shales from Western Peninsular Malaysia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110239. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110239

Weiqiang LI, Longxin MU, Lun ZHAO, Jianxin LI, Shuqin WANG, Zifei FAN, Dali SHAO, Changhai LI, Fachao SHAN, Wenqi ZHAO, Meng SUN (2020). Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5), pp. 1027-1041. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60114-8

Сведения об авторах

Дмитрий Александрович Мартюшев – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29

Инна Николаевна Пономарева – доктор тех. наук, доцент, профессор кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, д. 29

Борис Михайлович Осовецкий – доктор геол.-мин. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, руководитель Сектора наноминералогии и профессор кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Константин Павлович Казымов – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Елена Михайловна Томилина – старший преподаватель кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Алена Сергеевна Лебедева – инженер кафедры минералогии и петрографии, Пермский государственный национальный исследовательский университет

Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Андрей Сергеевич Чухлов – ведущий инженер отдела геофизики, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Россия, 614990, Пермь, ул. Ленина, д. 62

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;
Принята к публикации 12.07.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of the structure and development of oil deposits in carbonate reservoirs using field data and X-ray microtomography

D.A. Martyushev[1], I.N. Ponomareva[1], B.M. Osovetsky[2], K.P. Kazymov[2], E.M. Tomilina[2], A.S. Lebedeva[2], A.S. Chukhlov[3]*

[1]*Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation*
[2]*Perm State National Research University, Perm, Russian Federation*
[3]*LLC LUKOIL-PERM, Perm, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Dmitriy A. Martyushev, e-mail: martyushevd@inbox.ru*

Abstract. At present, a large number of scientific works devoted to the study of the features of the geological structure and the development of oil deposits in complex carbonate reservoirs are based on the use of any one research method. This article shows the advantages of the integrated use of modern methods of core research, including X-ray microtomography and electron microscopy, as well as data from hydrodynamic and field studies of wells. The advantage of the approach used is the ability to study the deposit at three levels: core-well-development object, it is reasonable to transfer micro-survey data to the regularities of the implementation of technological processes of oil production. The objects of research in this article are the Famennian oil deposits of two neighboring fields, which, at first glance, are analogues in terms of the similarity of the enlarged geological and physical characteristics. Comprehensive studies of core samples from these deposits made it possible to establish differences both in the mineral composition of rocks and in the structure of their void space, especially in the size and distribution of pore channels. So, with approximately equal porosity for one of the deposits, the presence of two types of voids and a twofold prevalence of the size of the largest of them were established. According to the complex of laboratory methods for studying the core, the reservoir is classified as a porous type (no cracks were found). The performed interpretation of the hydrodynamic studies

confirmed this fact, made it possible to establish the presence of a dependence of the reservoir permeability on the formation pressure (deformation of the void space of the reservoir), and also to build the corresponding individual dependence for each well. Comparison of the equations approximating the dependence data showed a more pronounced deformation of the reservoir, which is characterized by the presence of large pores and caverns. That is, a complex of laboratory and hydrodynamic studies made it possible to establish the probability of deformation of the void space of a carbonate reservoir even in the absence of cracks in it. In turn, the reservoir deformation is singled out as the most probable cause explaining the different rates of decline in well flow rates of the fields under consideration.

Keywords: core X-ray microtomography, core electron microscopy, hydrodynamic studies of wells, well flow rate, void space of reservoirs, reservoir deformation, carbonate reservoir

Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers and the editors for their careful reviewing of the work and valuable comments, which made it possible to improve the text.

Recommended citation: Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Tomilina E.M., Lebedeva A.S., Chukhlov A.S. (2022). Study of the structure and development of oil deposits in carbonate reservoirs using field data and X-ray microtomography. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 114–124. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.10

References

Bernabe Y. (1986). Permeability and Pore Structure of Rocks under Pressure. Charter 2. The effective pressure law for permeability in Chelmsford granite and Barre granite. Massachusetts Institute of Technology, 156 p.

Chuchalina K.Yu., Korovin M.O. (2021). Specific features of petrophysical properties of complex carbonate reservoir by complex geophysical data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332(7). pp. 107-113. (In Russ). https://doi.org/10.18799/24131830/2021/7/3268

Dmitriy A. Martyushev, Suresh Kumar Govindarajan, Yingwen Li, Yongfei Yang (2022). Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(Part E), 109770. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109770

Dmitry Prokhorov, Vadim Lisitsa, Tatyana Khachkova, Yaroslav Bazaikin, Yongfei Yang (2021). Topology-based characterization of chemically-induced pore space changes using reduction of 3D digital images. *Journal of Computational Science*, 58, 101550. https://doi.org/10.1016/j.jocs.2021.101550

Dzublo A.D., Borozdin S.O. (2021). New data of a comprehensive geomechanical and petrophysical study of the Dolginskoe field reservoir properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332(10). pp. 105-115. (In Russ). https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3398

Eloisa Salina Borello, Costanzo Peter, Filippo Panini, Dario Viberti (2022). Application of an algorithm for microstructure and transport properties characterization from 3D rock images. *Energy*, 239(Part C), 122151. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122151

Enrique Gomez-Rivas, Juan Diego Martín-Martín, Paul D. Bons, Daniel Koehn, Albert Griera, Anna Travé, Maria-Gema Llorens, Elliot Humphrey, Joyce Neilson (2022). Stylolites and stylolite networks as primary controls on the geometry and distribution of carbonate diagenetic alterations. *Marine and Petroleum Geology*, 136, 105444. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105444

Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov G.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. (In Russ). https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17

Jihad Hamd, Adrian Cerepi, Rudy Swennen, Corinne Loisy, Serge Galaup, Léa Pigot (2022). Sedimentary and diagenetic effects on reservoir properties of Upper Cretaceous Ionian Basin and Kruja platform carbonates, Albania. *Marine and Petroleum Geology*, 105549. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105549

Jinxiong Shi, Xiangyuan Zhao, Renfang Pana, Lianbo Zeng, Wenjun Luo (2022). Natural fractures in the deep Sinian carbonates of the central Sichuan Basin, China: Implications for reservoir quality. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110829. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110829

Khuzin R.R., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Dubinskiy G.S., Safiullina A.R. (2021). Influence of hydraulic compression on porosity and permeability properties of reservoirs. *Journal of Mining Institute*, 251(5), pp. 688-697. (In Russ). https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.8

Martyushev D.A., Slushkina, A.Yu. (2019). Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(10), pp. 26-32. (In Russ). https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295

Martyushev D.A., Zaytsev R.A. (2019). Influence of oilfield reef carbonate reservoir petrophysical parameters of tournasian-famennian deposits in Upper Kama on well productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 330(11), pp.77-85. (In Russ). https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350

Martyushev D.A. (2020). Rock stress state influence on permeability of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 331(8), pp. 24-33. (In Russ). https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765

Miller Zambrano, Tiziano Volatili, Lucia Mancini, Alan Pitts, Maurizio Giorgioni, Emanuele Tondi (2021). Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105004, https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105004

Mingfeng Wang, Junjian Wang, Shu Tao, Dazhen Tang, Chenchen Wang, Jie Yi (2020). Quantitative characterization of void and demineralization effect in coal based on dual-resolution X-ray computed tomography. *Fuel*, 267, 116836. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116836

Mohamed I. Abdel-Fattah, Souvik Sen, Sara M. Abuzied, Mohamed Abioui, Ahmed E. Radwan, Mohammed Benssaou (2022). Facies analysis and petrophysical investigation of the Late Miocene Abu Madi sandstones gas reservoirs from offshore Baltim East field (Nile Delta, Egypt). *Marine and Petroleum Geology*, 137, 105501. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105501

Moussa Tembely, Ali M. AlSumaiti, Waleed S. Alameri (2021). Machine and deep learning for estimating the permeability of complex carbonate rock from X-ray micro-computed tomography. *Energy Reports*, 7, pp. 1460-1472. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.02.065

Patzek T.W., Saad A.M., Hassan A. (2022). Multimodal Carbonates: Distribution of Oil Saturation in the Microporous Regions of Arab Formations. *Energies*, 15(3), 1243. https://doi.org/10.3390/en15031243

Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Nurullina T.S., Kadyrov M.A., Galinsky K.A., Tugushev O.A. (2021). Application of core X-ray microtomography in oilfield geology. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 34–43. (In Russ). https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4

Ponomarev A.I., Merkulov A.V., Sopnev T.V., Murzalimov Z.U., Kushch I.I., Kozhukhar R.L. (2021). Accuracy of porosity, when performing three-dimensional geological images. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 332(4), pp. 97-106. (In Russ). https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3152

Rui Song, Yao Wang, Shuyu Sun, Jianjun Liu (2021). Characterization and microfabrication of natural porous rocks: From micro-CT imaging and digital rock modelling to micro-3D-printed rock analogs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108827. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108827

Syed Muhammad Ibad, E. Padmanabhan (2022). Lithofacies, mineralogy, and pore types in Paleozoic gas shales from Western Peninsular Malaysia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110239. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110239

Weiqiang LI, Longxin MU, Lun ZHAO, Jianxin LI, Shuqin WANG, Zifei FAN, Dali SHAO, Changhai LI, Fachao SHAN, Wenqi ZHAO, Meng SUN (2020). Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5), pp. 1027-1041. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60114-8

Zhukov V.S., Kuzmin Y.O. (2021). Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. *Journal of Mining Institute*, 251(5), pp. 658-666. (In Russ). https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5

Zhukov V.S. (2019). Influence of fractured voidness on the permeability of rocks with an increase in effective pressure. *New ideas in oil and gas geology: Coll. papers*. Ed. A.V. Stupakova. Moscow: Pero, pp. 179-184. (In Russ)

About the Authors

Dmitriy A. Martyushev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation

Inna N. Ponomareva – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation

Boris M. Osovetsky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Honored Scientist of the Russian Federation, Head of the Sector of Nanomineralogy and Professor of the Department of Mineralogy and Petrography, Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Konstantin P. Kazymov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Mineralogy and Petrography
Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Elena M. Tomilina – Senior Lecturer, Department of Mineralogy and Petrography
Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Alena S. Lebedeva – Engineer, Department of Mineralogy and Petrography, Perm State National Research University
15 Bukirev street, Perm, 614990, Russian Federation

Andrey S. Chukhlov – Leading Engineer of the Geophysics Department, LLC LUKOIL-PERM
62, Lenina ave., Perm, 614068, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2022;
Accepted 12 July 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11

УДК 622.276.031

Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения

Р.Н. Бурханов[1], А.А. Лутфуллин[2], А.В. Максютин[3], И.Р. Раупов[4], И.В. Валиуллин[1], И.М. Фаррахов[5], М.В. Швыденко[2]*

[1]*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*
[2]*ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*
[3]*ООО «ТетраСофт-Сервис», Санкт-Петербург, Россия*
[4]*Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия*
[5]*АО «Консалтинговый центр», Альметьевск, Россия*

Длительная поэтапная разработка многопластового месторождения, включающего десятки и сотни нефтеносных горизонтов и локальных залежей в сочетании с их вертикальной и горизонтальной разобщенностью, создает условия для формирования остаточных запасов нефти. Для целей выявления и пространственной локализации остаточных запасов разработан и применен алгоритм ретроспективного анализа на примере верхне- и нижнедевонских терригенных отложений Ромашкинского месторождения, разработка которых ведется с 1952 года. Проанализирована длительная история геологического изучения и разработки нефтеносных пластов пашийского Д1 (пласты г и д), муллинского Д2, ардатовского Д3, воробьевского Д4 и бийского Д5 горизонтов по данным 2605 скважин. Предложено выделять 6 категорий пластов и содержащихся в них запасов. Ранее не разрабатывавшиеся пласты, сложенные кондиционными коллекторами, отнесены к категории 1. Пластам, сложенным более глинистыми и менее проницаемыми коллекторами, присуждается категория 2. К категории 3 относятся ранее разрабатывавшиеся, но оставленные до достижения предельной обводненности, а к категории 4 разрабатываемые в настоящее время интервалы. Наименее перспективными считаются остановленные после достижения предельной обводненности (категория 5), а также выклинивающиеся, замещенные не коллекторами или считающиеся водоносными (категория 6) пласты. Категории наносились на карты для выявления, визуализации и описания основных закономерностей в распространении остаточных запасов, которые устанавливаются как в одиночных скважинах, так и в целиках, включающих группу скважин. Алгоритм апробирован на корпоративной информационной базе исторических данных по геологическому изучению, исследованиям и разработке Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. Приведены примеры опытных геолого-технических мероприятий по включению в разработку выявленных остаточных запасов.

Ключевые слова: целик нефти, нефтеносный пласт, локализация остаточных запасов, многопластовое нефтяное месторождение, добывающая и нагнетательная скважина, разработка нефтяного месторождения, алгоритм ретроспективного анализа

Для цитирования: Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Раупов И.Р., Валиуллин И.В., Фаррахов И.М., Швыденко М.В. (2022). Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 24(3), с. 125–138. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11

Введение

На поздней стадии разработки многопластового нефтяного месторождения происходит значительное ухудшение структуры и состава запасов по геологическим и технологическим причинам (Alekseev et al., 2017; Prischepa et al., 2020; Dmitrieva et al., 2020). Геологическими причинами являются вертикальная и латеральная неоднородность разрабатываемых коллекторов, которая не может быть полностью и достоверно изучена (Yermekov et al., 2020). К технологической причине относится невозможность полного учета неоднородности пласта при обосновании плотности сетки скважин, градиента давления или технологии заводнения (Sabukevich et al., 2020). Для поддержания добычи нефти и достижения проектного коэффициента нефтеизвлечения необходимо иметь четкие представления о характере распределения, количестве и качестве остаточной нефти (Repina et al., 2018). Отсутствие таких представлений мешает обоснованному выбору технологии их эффективного извлечения (Burkhanov et al., 2020). Несмотря на то, что постоянно совершенствуются промыслово-геофизические, гидродинамические и интерпретационные, сейсмические, литолого-фациальные методы разведки и моделирование остаточных запасов, не всегда удается получать своевременно достоверную информацию об их количестве и пространственном размещении, степени выработанности и включенности в разработку (Egorov et al., 2021; Rogachev et al., 2019).

* Ответственный автор: Рамис Нурутдинович Бурханов
e-mail: burkhanov_rn@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Целью исследования явилась разработка эффективного алгоритма выявления и количественной оценки остаточных запасов в Верхнедевонских нефтеносных отложениях Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения на основе ретроспективного анализа многолетних данных по их разработке. Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи: изучить литолого-стратиграфические особенности и закономерности нефтеносности изучаемых пластов; проанализировать возможные причины образования в них остаточных запасов; оценить имеющиеся информационные системы для ретроспективного анализа и предложить алгоритм для выявления и оценки остаточных извлекаемых запасов; предложить геолого-технические мероприятия (ГТМ) для включения в разработку выявленных остаточных запасов.

Материалы и методы

Известны различные подходы к локализации остаточных запасов. Для проектирования боковых стволов предложен метод ранжирования зон локализации остаточных запасов по степени рискованности на основе изучения причин защемления и удерживания остаточной нефти, оценки текущего распределения остаточной нефтенасыщенности (Агишев и др., 2020). Известен метод оценки прогнозной выработки по алгоритму скважинного расчета характеристик вытеснения на основе материального баланса и контроля выбытия добывающих и нагнетательных скважин (Гусева и др., 2016). Разработан вероятностный метод для оценки остаточных запасов (Kondratiev et al., 2017), концепция количественной оценки относительного объема движущихся запасов в сферу дренирования от области нагнетания с учетом особенностей движения флюидов по продуктивным пластам (Уваров, 2018). Качественной и количественной локализации остаточных запасов посвящены многочисленные работы (Воронова, 2006; Баталов, 2017; Грищенко и др., 2021; Zhdanov et al., 2018). Ретроспективный метод заключается в анализе данных с учетом изменения их во времени. Предметом анализа являются данные по работе скважин различного назначения, охватывающие период от ввода их в эксплуатацию до сегодняшнего момента. Основные этапы такого анализа применительно к истории разработки нефтяного месторождения сформированы в форме алгоритма, включающего входной, основной и выходной модули.

Для повышения достоверности такой информации предложен алгоритм ретроспективного анализа по выявлению остаточных запасов, который был апробирован на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, включающем десятки локальных залежей в верхне- и нижнедевонских терригенных отложениях. По предложенному алгоритму выявлены и классифицированы по категориям пласты, содержащие остаточные запасы, как по скважинам в отдельности, так и месторождению в целом на основе обширной верифицированной информационной корпоративной базы исторических данных по геологическому изучению, исследованиям и разработке месторождения (Burkhanov et al., 2020). Категории запасов наносились на карту с целью установления основных закономерностей в их пространственной локализации и планирования геолого-технических мероприятий ГТМ по их включению в разработку.

Алгоритм разработан и апробирован для нефтеносных пластов пашийского Д1 (пласты г и д), муллинского Д2, ардатовского Д3, воробьевского Д4 и бийского Д5 горизонтов Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. В корпоративной информационной системе «Автоматизированное рабочее место инженерно-технологической службы» (КИС «АРМИТС») и программном комплексе автоматизации проектирования и мониторинга разработки «NGT Smart» производился предварительный анализ текущего состояния пластов в каждой из 2605 скважин, данных по их вскрытию и проведенным геолого-техническим мероприятиям (ГТМ), месячным рапортам скважин (МЭР), каротажа с целью уточнения литологии и подсчетных параметров пластов. По результатам анализа, пластам, выделенным в добывающих, нагнетательных и других (пьезометрических, водозаборных и водопоглощающих, наблюдательных) скважинах вне зависимости от их текущего состояния (действующая, приостановленная, законсервированная, ликвидированная или другое состояние) назначается категория. Ранее не разрабатывавшиеся пласты, сложенные кондиционными коллекторами, относились к категории 1. Пластам с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой присуждалась категория 2. К категории 3 относились ранее разрабатывавшиеся, но оставленные до достижения предельной обводненности, а к категории 4 разрабатываемые в настоящее время интервалы. Пласты, оставленные по достижению предельной обводненности, относились к категории 5. Выклинивающиеся, замещенные не коллекторами, или считающиеся водоносными интервалы относились к категории 6.

Выделяемые категории назначаются как пластам, так и остаточным извлекаемым запасам (ОИЗ), которые в них локализуются (табл.1).

№	Категория	Характеристика ОИЗ
1	Категория 1	В ранее не разрабатывавшихся кондиционных коллекторах
2	Категория 2	В пластах с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой
3	Категория 3	В ранее разрабатывавшихся пластах, которые были оставлены до достижения предельной обводненности
4	Категория 4	В разрабатываемых пластах
5	Категория 5	В пластах, оставленных с предельной обводненностью
6	Категория 6	В выклинивающихся, замещенных не коллекторами, или водоносных пластах

Табл. 1. Характеристика ОИЗ по категориям

Характеристика объекта внедрения и апробирования предложенного алгоритма

Ромашкинское многопластовое нефтяное месторождение в тектоническом отношении приурочено к Альметьевской вершине Южно-Татарского свода, граничащего на территории Республики Татарстан с Северо-Татарским сводом на севере и Мелекесской впадиной на западе (рис. 1). Наибольшая плотность прогнозных извлекаемых запасов 30–50 тыс.т/км^2 приходится именно на эти земли. Осадочный чехол месторождения толщиной

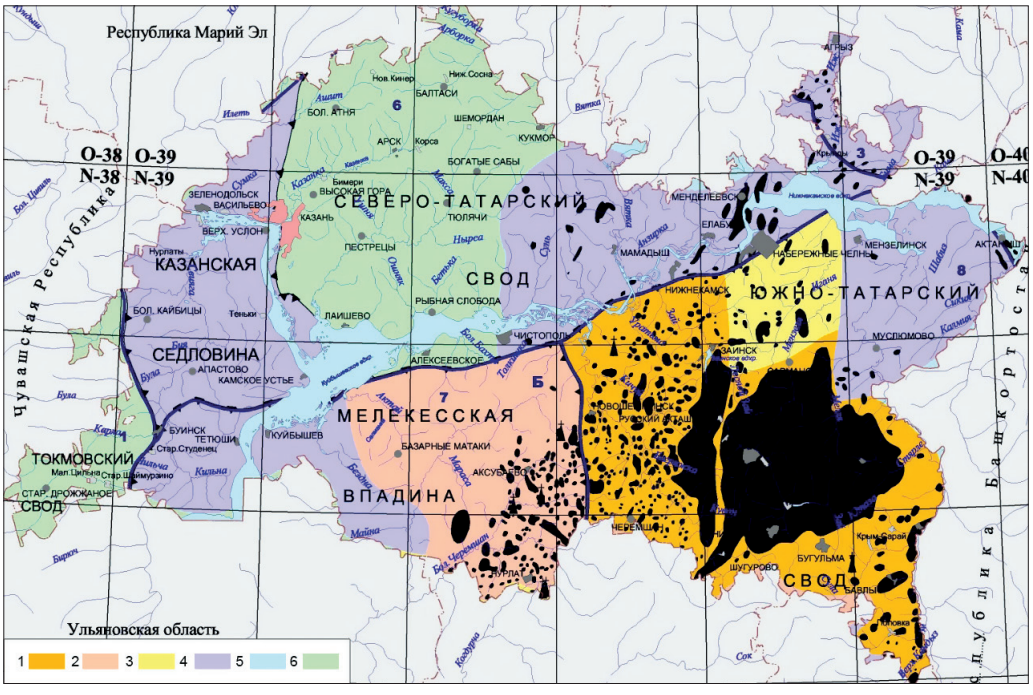


Рис. 1. Карта нефтегазогеологического районирования Республики Татарстан. Плотность прогнозных извлекаемых ресурсов УВ, тыс.т/км²: 1 – 30–50; 2 – 15–30; 3 – 15–10; 4 – 10–5; 5 – 3–5; 6 – 1–3 (ГИС-Атлас «Недра России», https://vsegei.ru/ru/info/gisatlas/pfo/tatarstan/index.php*)*

до 2000 м представлен девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями, в которых выявляются 18 промышленно-нефтеносных горизонтов. В соответствии с принятыми принципами внутриконтурного заводнения, заложенными в первой схеме разработки, месторождение разделено рядами нагнетательных скважин на 22 площади, одной из которых является Абдрахмановская площадь (рис. 2). Она протягивается с севера на юг на 25 км, а с запада на восток – на 15 км; представляет собой отдельно-приподнятую зону, состоящую из небольших малоамплитудных поднятий, сгруппированных в субмеридиональную зону. Максимум по отметке верхнедевонского репера «верхний известняк» (в кровле пласта Д1) -1430 м расположен в центре площади, к северу, югу, северо-востоку и юго-западу отмечается понижение структурной поверхности, наибольшее – в северной части до -1463 м (Хисамов, 1997).

Пашийский горизонт включает нефтеносный пласт Д1, который является основным эксплуатационным объектом с нефтенасыщенной толщиной до 16,6 м, представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Включает 8 отдельных нефтеносных пластов, сложенных мелко и крупно зернистыми песчаниками и алевролитами. Верхние пласты, обозначаемые «а» «б1», «б2», «б3», «в» характеризуются линзовидным строением и отделены аргиллитами от нижних «г1», «г2», «г3», «д», отличающихся площадным распространением. Коллекторы нефти состоят из мелко и крупно зернистых песчаников и алевролитов. Муллинский горизонт прослеживается повсеместно, сложен песчано-глинистыми породами, не выдержанными по толщине, изменяющейся от 16 до 30 м, нередко уплотненными в кровельной части. Пласт Д2 нефтенасыщенных песчаников в его в верхней части образует единую гидродинамическую систему с пластом Д1, в которой водонефтяной контакт изменяется в пределах от -1483,5 до -1488,2 м. Ардатовские слои также повсеместно распространены толщиной до 25–35 м, включают 2 пачки – нижнюю песчано-алевролитовую и верхнюю карбонатно-алевролитовую. В их составе выделяется пласт Д3, сложенный мелкозернистыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и глинами. Он отличается не выдержанностью состава и включает 2 верхних нефтеносных прослоя Д3а, Д3б и нижний водоносный прослой Д3в. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,6 до 9,6 м. Отметка водонефтяного контакта (ВНК) меняется от -1525 до -1528 м (по отдельным скважинам до -1532 м). Отложения воробьевского горизонта разделены глинистыми породами на две алевролитово-песчаные пачки (Д4б и Д4а). Толщина горизонта изменяется в пределах 16–20 м, ВНК отмечается на отметках от -1530 до -1536 м. Бийский горизонт подразделяется на нижнюю песчано-алевролитово-глинистую и верхнюю карбонатно-глинистую пачки, включает нефтеносный пласт Д5. Толщина горизонта изменяется в пределах 24–30 м. Разработка Абдрахмановской площади началась с горизонта Д1 в 1952 году и разделения площади рядами нагнетательных скважин на 8 блоков (рис. 2), каждый из которых рассматривался в дальнейшем как самостоятельный объект для очагового, избирательного и других видов заводнения (Хисамов, 1996). Таким образом, ретроспективный анализ охватил промежуток времени продолжительностью 70 лет.

Алгоритм по выявлению и локализации остаточных запасов

Алгоритм включает входной, основной и выходной модули. Входной модуль (рис. 3) построен по принципу «от общего к частному» (выбор месторождения, площади и объекта разработки, затем блока и конкретной скважины). В КИС «АРМИТС» производится предварительный анализ текущего состояния скважины, вскрытия пластов и проведенных ГТМ. Данные по пластам Д1 и Д2 анализируются с применением программного комплекса NGT

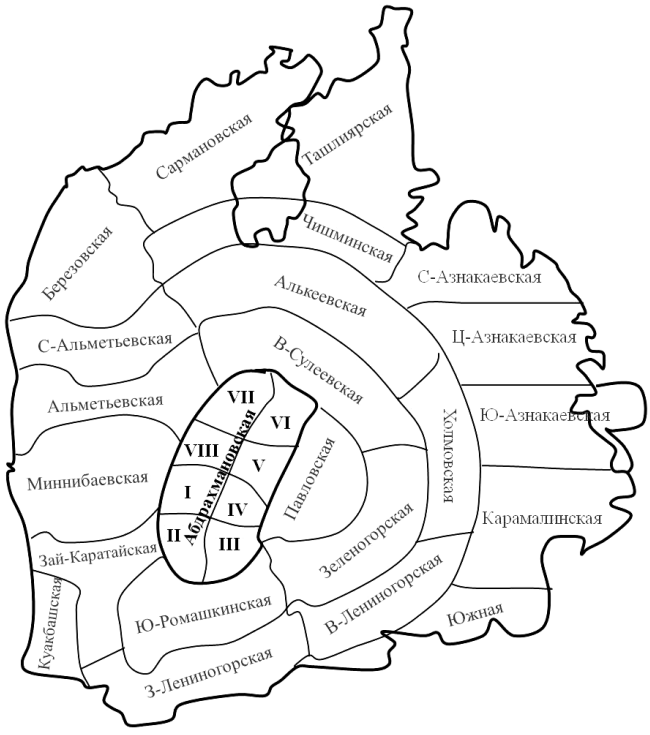


Рис. 2. Схема площадей Ромашкинского нефтяного месторождения. I–VIII – нумерация блоков Абдрахмановской площади

Smart, содержащим существенный объем верифицированных исторических данных в цифровом формате по добыче и закачке, изменению пластового давления Рпл и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, проведенным ГТМ, МЭР. Для пластов Д3, Д4 и Д5 предлагается начать с анализа структурных поверхностей и каротажа с целью уточнения литологии, толщины и ФЕС пластов. В конечном пункте входного блока определяется текущее назначение скважины, от которого зависит дальнейший ход анализа.

При анализе добывающей скважины определяется степень вскрытия продуктивных пластов, которая определяется понятиями «вскрыт», «частично вскрыт» или «не вскрыт» (рис. 4). В скважинах с частично вскрытыми пластами выделяются вскрытые (перфорированные) и не вскрытые (не перфорированные) пласты. По перфорированным пластам проводится оценка текущего состояния разработки (разрабатываемые, частично-разрабатываемые и неразрабатываемые). К частично-разрабатываемым относятся нефтеносные пласты, содержащие неперфорированный интервал или прослой. По разрабатываемым и частично-разрабатываемым пластам проводится ретроспективный анализ разработки с целью определения эксплуатационных характеристик и запасов, которые относятся к категории 4. По пластам, которые ранее не вводились в эксплуатацию и представляющим наибольший промышленный интерес, проводится детальный анализ геолого-промысловых данных с целью подсчета запасов объемным методом (отнесены к категории 1). По ранее разрабатываемым пластам по анализу месячных эксплуатационных рапортов скважины выясняется их перспективность. Они могли быть отключены с непредельным значением обводненности менее 98 % (Хисамов, 1996), даже несмотря на достаточно высокие значения дебита (относятся в категорию 3). Остаточные извлекаемые запасы в таких пластах подсчитываются с

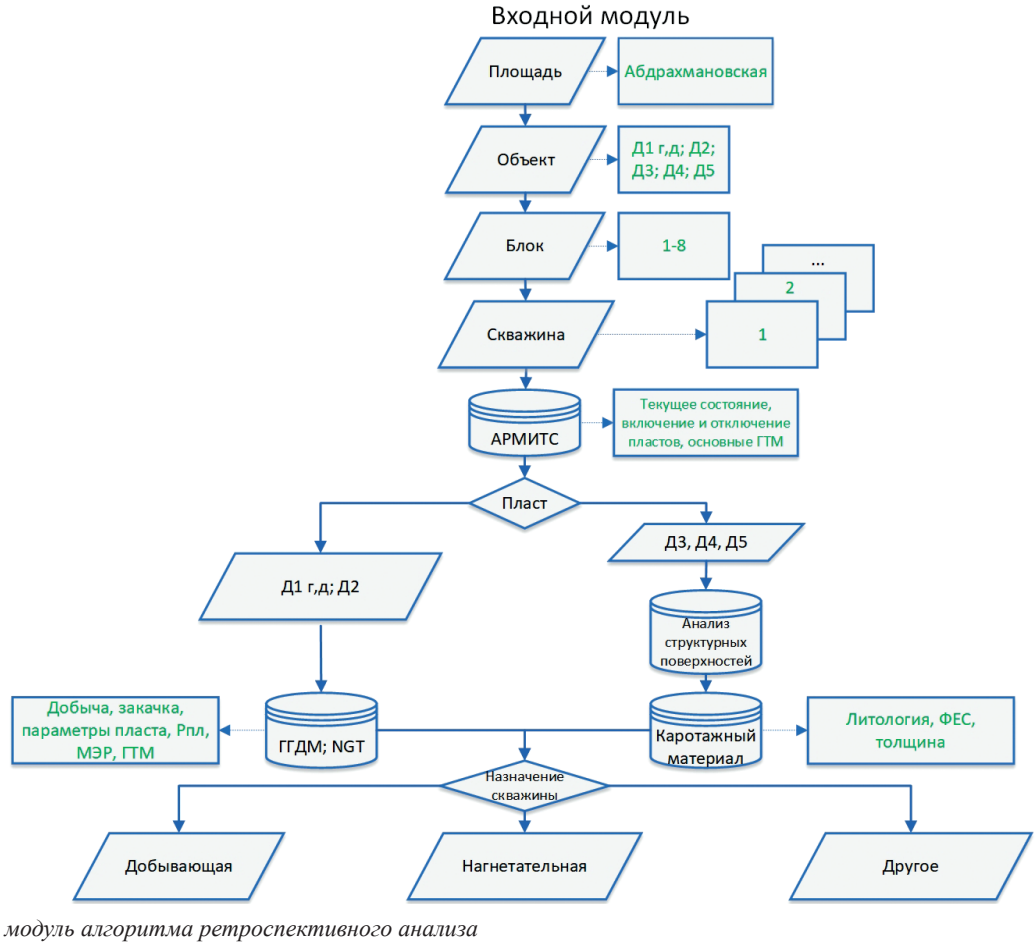


Рис. 3. Входной модуль алгоритма ретроспективного анализа

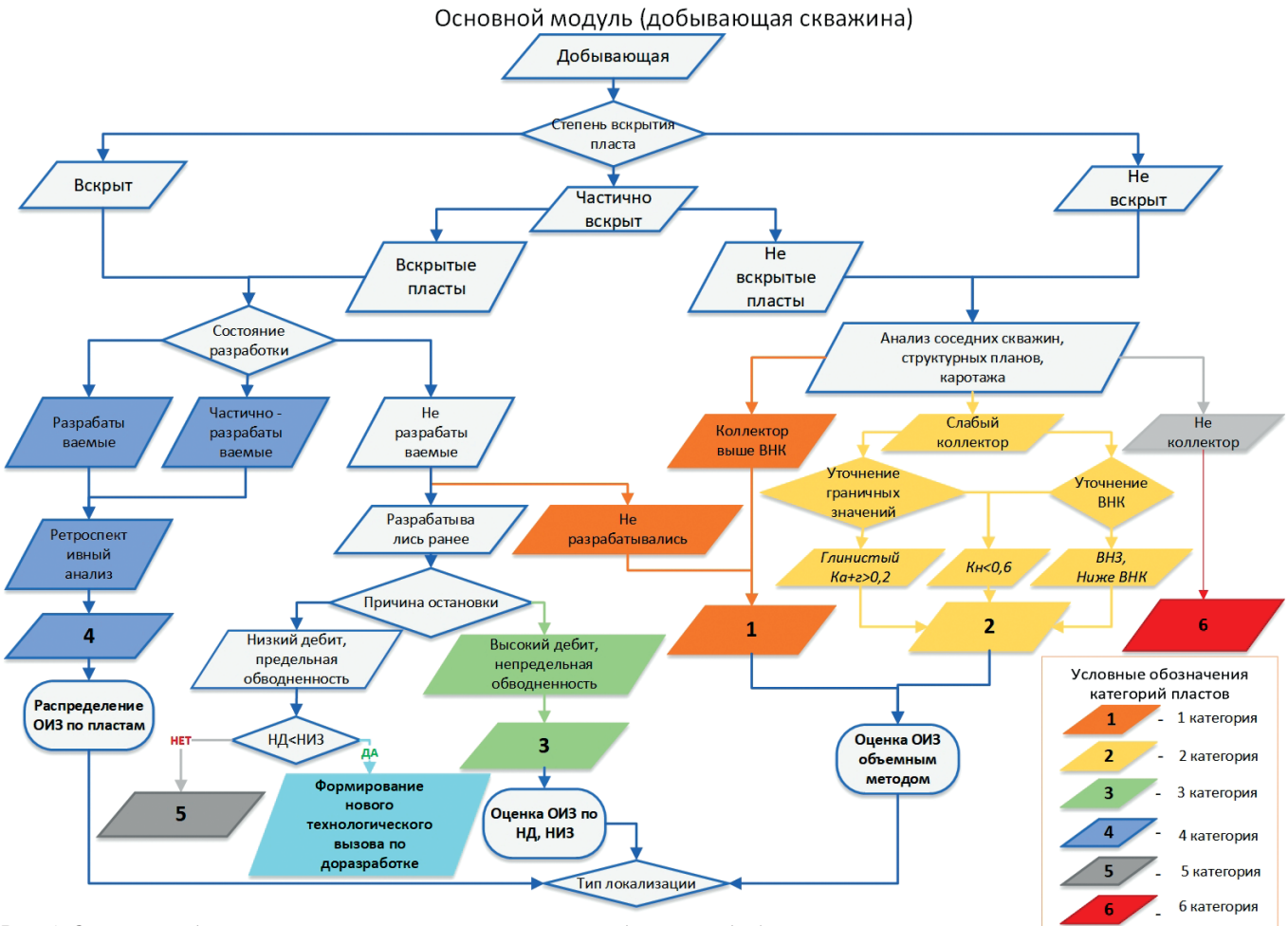


Рис. 4. Основной модуль алгоритма ретроспективного анализа данных по добывающим скважинам

учетом накопленной добычи нефти (НД) до отключения пласта и распределения запасов по пластам (Grachev et al., 2020). К малоперспективным относятся пласты, отключенные по причине высокой обводненности, достигшей предельных величин более 98 % в сочетании с небольшим дебитом по нефти. В таких пластах уточняется степень выработанности запасов по сопоставлению НД и начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

В случаях НД меньше НИЗ, что можно связать с опережающим обводнением пласта, возникает необходимость применения методов ограничения притока воды или регулирования фильтрационных потоков с формированием нового технологического вызова по доизвлечению остаточных запасов (Joseph et al., 2010; Shuhong et al., 2012; Mardashov et al., 2021). Если НД больше НИЗ, пласт и содержащиеся в нем ОИЗ относятся к категории 5. Существенное превышение НД над НИЗ может быть объяснено отбором нефти из зоны дренирования соседних скважин или выше, или ниже залегающих пластов.

Наибольший интерес представляют пласты, которые по разным причинам не эксплуатировались. К ним относятся пласты, первично вскрытые бурением, но вторичное вскрытие (перфорация) которых не производилось, а также не вскрытые пласты, предположительно залегающие ниже основных эксплуатационных объектов. Для таких объектов проводится детальный анализ геолого-промысловых данных по соседним скважинам, структурных и литологических карт, каротажа и истории перфорации. Недостающие данные дополняются по аналогии с ближайшими скважинами. Среди них выделяются 3 типа категорий. К категории 1 относятся запасы в нефтенасыщенных кондиционных коллекторах, залегающих выше обоснованного ВНК. К категории 2 относятся запасы менее кондиционных пластов: «слабых» по причине повышенного содержания глинистого и алевролитового материала ($к_{а+г}$ более 0,2) (Хусаинов, 2011); с пониженными значениями коэффициента нефтенасыщенности ($к_{н}$ менее 0,6); выделенных в водонефтяной или водоносной (ниже обоснованного ВНК) зонах. Категорией 6 отмечаются пласты, сложенные не коллекторами или водонасыщенными коллекторами; не выделенные по прямым качественным или косвенным признакам в качестве коллекторов (Archie, 1950), а также интервалы выклинивания. По наиболее перспективным пластам категории 1 и 2 определяются подсчетные параметры для оценки ОИЗ (Гутман, 1985).

Назначение категории невскрытым пластам в нагнетательных скважинах аналогично определению категорийности в добывающих (рис. 5). Вскрытые пласты распределяются по состоянию закачки следующим образом: закачивается (ведется закачка); закачивалась ранее (в настоящее время закачка не ведется); не закачивается (закачка никогда не производилась). Последние также, как и в добывающих подразделяются на 3 категории: нефтенасыщенные, залегающие выше обоснованного ВНК (категория 1); «слабые» (категория 2); не коллекторы (категория 6). Проводится оценка степени выработанности запасов в пластах, в которые ведется в настоящее время или ранее проводилась закачка. Сопоставляются

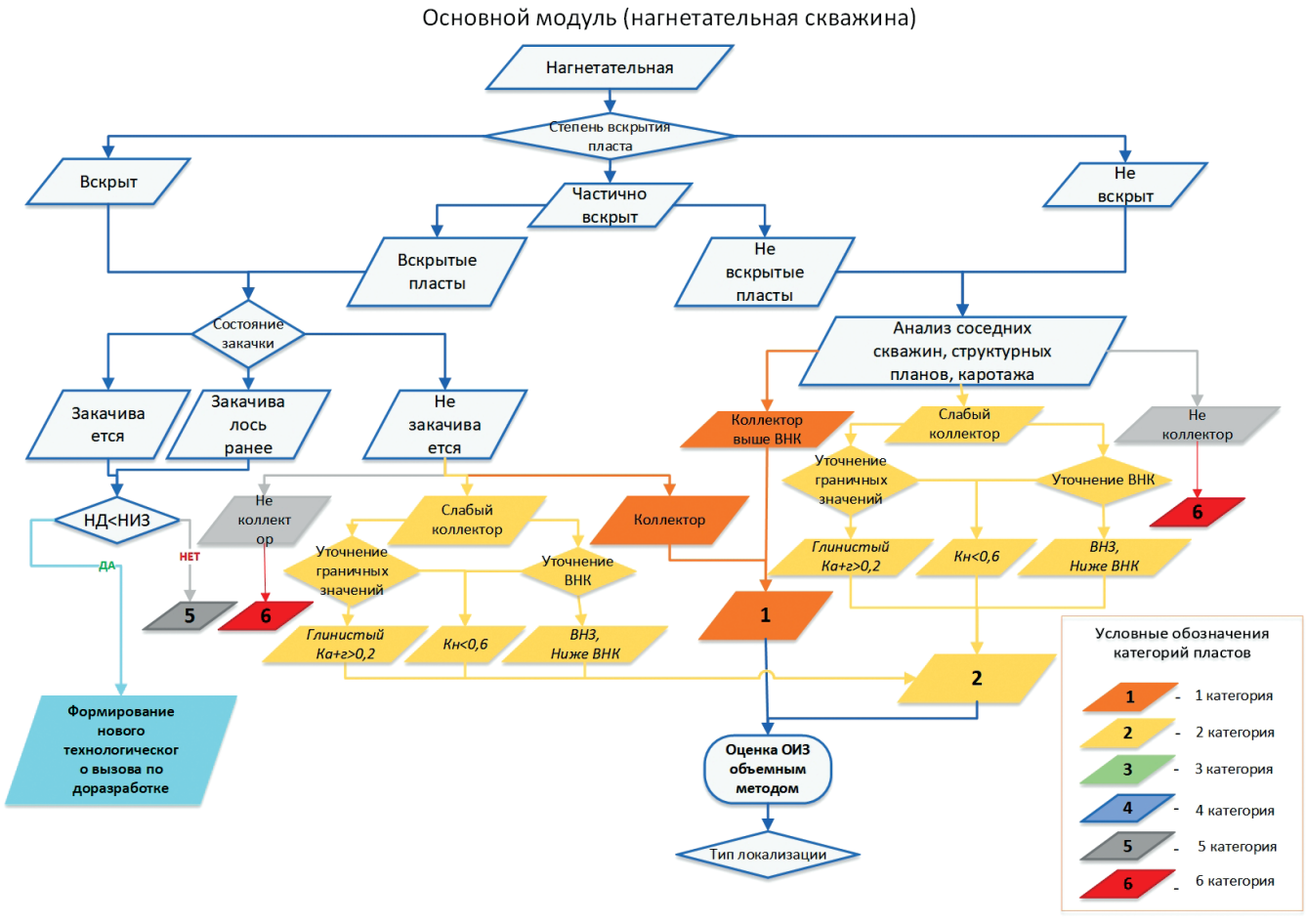


Рис. 5. Основной модуль алгоритма ретроспективного анализа данных по нагнетательным скважинам

НД нефти по реагирующим скважинам и НИЗ по элементу системы разработки. Если НД менее НИЗ возникает технологический вызов по извлечению остаточной нефти в межскважинном пространстве (Galimzyanov et al., 2021; Антонов и др., 2016; Музалевская, 2016). При НД больше НИЗ запасы в пласте относятся к категории 5.

Категории пластов (запасов) наносятся на карты категорийности, которые строятся по каждому пласту в отдельности, на них визуализируется пространственное размещение ОИЗ в одиночных скважинах или в группах скважин в виде целиков.

Выходной модуль (рис. 6) учитывает, что при длительной разработке месторождения характеристики пластов меняются и могут со временем уточняться с применением новейших методов и принципов (Муслимов, 2007, 2008; Закиров и др., 2010), к которым относятся новые способы оценки ФЕС и текущего коэффициента нефтенасыщенности (Taipova et al., 2017). Необходимость геологического доизучения остаточных запасов особенно актуальна для обоснования вида ГТМ для их извлечения. Пул методов геологического доизучения (доразведки) выявленных запасов по категориям с целью подтверждения их наличия может быть весьма обширным (табл. 2). Предложены методы оценки технического состояния скважины, которое влияет на перераспределение ОИЗ по пластам. В добывающих скважинах для этих целей предлагаются методы электромагнитной дефектоскопии, профилеметрии, акустический телевизор, магнитной интроскопии. В нагнетательных скважинах с целью изучения заколонной циркуляция в целевой пласт и оценки возможности перепрофилизиции скважины предложены методы акустической цементометрии (АКЦ), скважинной глубинной дебитометрии и термометрии (СГДТ). Для геологического доизучения рекомендуется электрокаротаж. Для пластов категории 1, рисками не обнаружения или не перспективности являются попадание в промытую зону, малая толщина пласта, выклинивание, невозможность организации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) для включения в разработку. Для пластов категории 2 предлагаются технологии измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну для обнаружения и оценки неизлеченных углеводородов, оценки перемещения ВНК, радиоактивный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и СО каротаж при контроле за разработкой месторождений, исследования литологии около скважинного пространства и контактов, оценки пористости и нефтегазонасыщения. Для уточнения ОИЗ могут быть предложены технологии импульсно-кодового гидропрослушивания (ИКГ) и другие виды гидродинамических исследований (ГДИ) межскважинного пространства.

Для введения выявленных пластов, содержащих запасы категорий 1, 2 или 3 в разработку, рассматривается пул ГТМ, включающий простую, сложную и комплексную оптимизацию. Простая оптимизация предлагается для одиночных скважин и может включать перестрел или дострел, обработку призабойной зоны пласта ОПЗ. Комплексная оптимизация касается локализованных зон и включает бурение горизонтального ствола (БГС), зарезку бокового ствола (ЗБС), гидравлический разрыв пласта (ГРП).

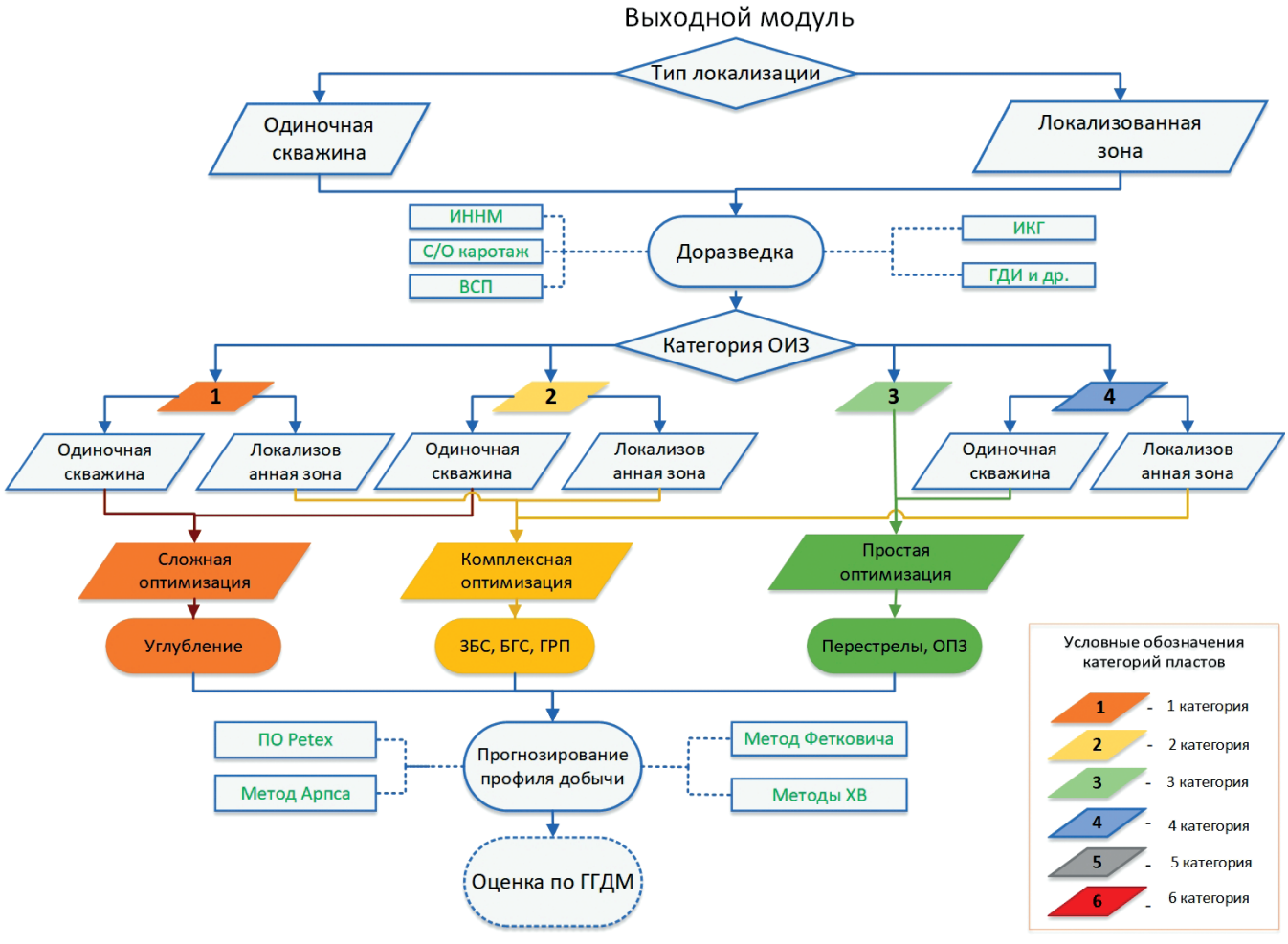


Рис. 6. Выходной модуль алгоритма ретроспективного анализа

Категория пласта	Скважины по назначению	Описание типовых рисков	Предлагаемые методы доизучения технического состояния скважин	Предлагаемые методы геологического доизучения ОИЗ
1	Добывающие	Попадание целевого пласта в промытую зону, малая толщина пласта менее 1,5 м, отсутствие предполагаемого пласта ниже забоя, невозможность организации ОРЭ	Электромагнитная дефектоскопия, профилеметрия, скважинный акустический телевизор для оценки технического состояния колонны. Магнитный интроскоп для получения надежных сведений о перфорации, интервалах и качестве отверстии.	Электрокаротаж приборами ЭКОС, CHFR или TCRT
	Нагнетательные	Заколонная циркуляция в целевой пласт, невозможность перепрофилизиции скважины	Акустическая цементометрия АКЦ, скважинная глубинная дебитометрия и термометрия СГДТ, другие методы для определения геометрии и профиля притока в около скважинном пространстве и оценки качества цементного камня	
	Ликвидиро-ванные	Техническая невозможность реанимации	Не требуются	Не требуются
2	Не имеет значения	Оценка параметров пласта для подсчета запасов и возможности вовлечения (не вовлечения) в разработку	Электромагнитная дефектоскопия, профилеметрия и скважинный акустический телевизор для оценки технического состояния колонны	Технология измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну, радиоактивный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и СО каротаж
3	Добывающие	Опережающий рост обводненности продукции, невозможность возврата	Электромагнитная дефектоскопия, профилеметрия и скважинный акустический телевизор для оценки технического состояния колонны	
	Нагнетательные	Не требуется	Не требуется	Не требуется

Табл. 2. Методы геологического доизучения остаточных запасов

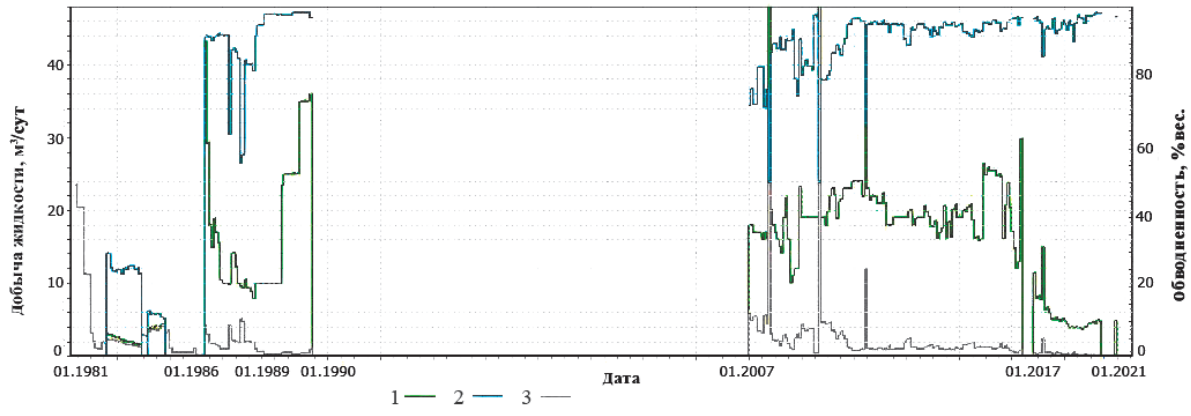


Рис. 7. График разработки по скважине. 1 – добыча жидкости, м³/сут; 2 – добыча нефти, м³/сут; 3 – обводненность, %, вес

В целях технико-экономического обоснования предложенных ГТМ, а также определения наиболее приоритетных из них осуществляется прогнозирование профилей добычи экспресс-методами. В качестве основных инструментов для расчета используются методы Арпса (Arps, 1945), Фетковича (Fetkovich et al., 1996), характеристик вытеснения (Методические руководство, 1996), специализированные ПО (Arnondin, 1995).

Обсуждение и выводы

Разработанный алгоритм был апробирован на примере нефтеносных пластов пашийского Д1, муллинского Д2 ардатовского Д3, воробьевского Д4 и бийского Д5 горизонтов Абдрахмановской площади. Рассмотрим пример добывающей скважины 23474 в которой в настоящее время разрабатываются пласты Д1б1 и Д1б3, залегающие выше по разрезу от исследуемых объектов. На графике разработки по скважине, представленном на рис. 7, можно проследить историю работы пластов в скважине. Так скважина вводилась в эксплуатацию в 1981 году по пласту Д3а, в 1986 отключена до достижения предельного обводнения по причине низкого дебита и переведена на пласты Д1г3+д (табл. 3, рис. 8). Пласт Д3а отнесен к категории 3, т.к. был остановлен до достижения предельных значений обводненности. В 1989 к пластам Д1г3+д приобщили пласт Д1г1, в 1990 году пласты были остановлены по причине достижения предельной обводненности (отнесены

Дата	Пласт	Вид работ	Вид перфорации, изоляции
30.04.1981	**Д3а**	Первичная перфорация	Кумулятивная
03.05.1986	**Д3а**	Отключение	Заливка цементом
04.05.1986	**Д1г3+д**	Дострел	Кумулятивная
04.04.1989	**Д1г1**	Дострел	Кумулятивная
15.04.1990	**Д1г1**	Отключение	Изоляция летучкой
15.04.1990	**Д1г3**	Отключение	Изоляция летучкой
15.04.1990	**Д1г3**	Отключение	Изоляция летучкой
16.04.1990	**Д2**	Дострел	Кумулятивная
02.01.2007	**Д2**	Отключение	Изоляция песком
03.01.2007	**Д1б1**	Дострел	Кумулятивная
03.01.2007	**Д1б2**	Дострел	Кумулятивная
08.07.2011	**Д1а**	Дострел с ОПЗ	Кумулятивная
08.07.2011	**Д1а**	Дострел с ОПЗ	Кумулятивная

Табл. 3. Перфорация по скважине

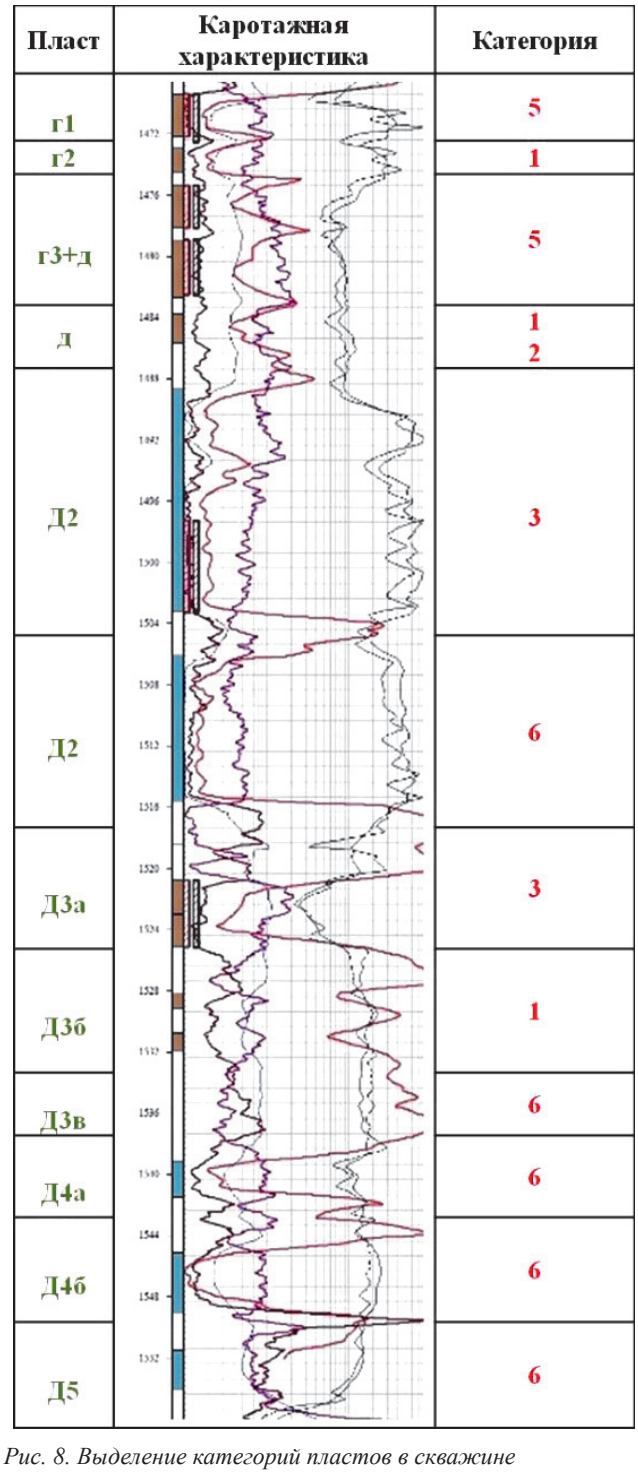


Рис. 8. Выделение категорий пластов в скважине

к категории 5). Затем скважина переведена под добычу воды с пласта Д2 (отнесен к категории 6) и длительное время с 1997 по 2007 годы проработала как водозаборная скважина. С января 2007 года недолгий период проработав как добывающая на пласты Д1г3+д с высокой обводненностью (в 2008 года эти пласты изолированы), переведена на пластыД1б1 и Д1б3, по которым обводненность к 2017 году достигла близкой к предельному значению обводненности 97,6 %. С июня 2020 года практически находится в бездействии. К категории 1 отнесены пласты Д1г2 (толщина 1,6 м, пористость 0,2239), Д1д (толщина 2 м, пористость 0,2139) и Д3б, представленный 2 прослоями (с общей толщиной 2,2 м и пористостью 0,1589 и 0,17), так как они не перфорировались. К категории 2 относится нижняя часть пласта Д1д, как пласт с повышенной глинистостью. Пласт Д3в отнесен к категории 6, т.к. представлен не коллектором, а пласты Д4а и Д4б, Д5 к категории 6, как водонасыщенные. Данные по категориям пластов по скважине нанесены на карты и анализируются совместно с данными по соседним скважинам (рис. 9). По пласту г2 скважина входит в значительную по площади локализованную зону ОИЗ, т.к. она оконтуривается изолинией «категория 1» и содержит значительные не вовлекавшиеся ранее в разработку запасы. Целик сформировался в центральной части стягивающего ряда добывающих, включающих 6 соседствующих, скважин, который оконтуривается изолинией по категории 1 и находится в окружении запасов категории 2 и 3. Близкая по величине зона локализуется по пласту Д1д, с востока граничащая с действующей нагнетательной скважиной. По пласту Д3б площадь целика уменьшается, он включает 4 скважины, смещается на восток и представляет собой отдельную залежь, ранее не вводившуюся в разработку. В целом по пласту Д1г2 выделяется большое количество целиков остаточных запасов, окруженных неперспективными или выработанными зонами категории 6. При визуальном

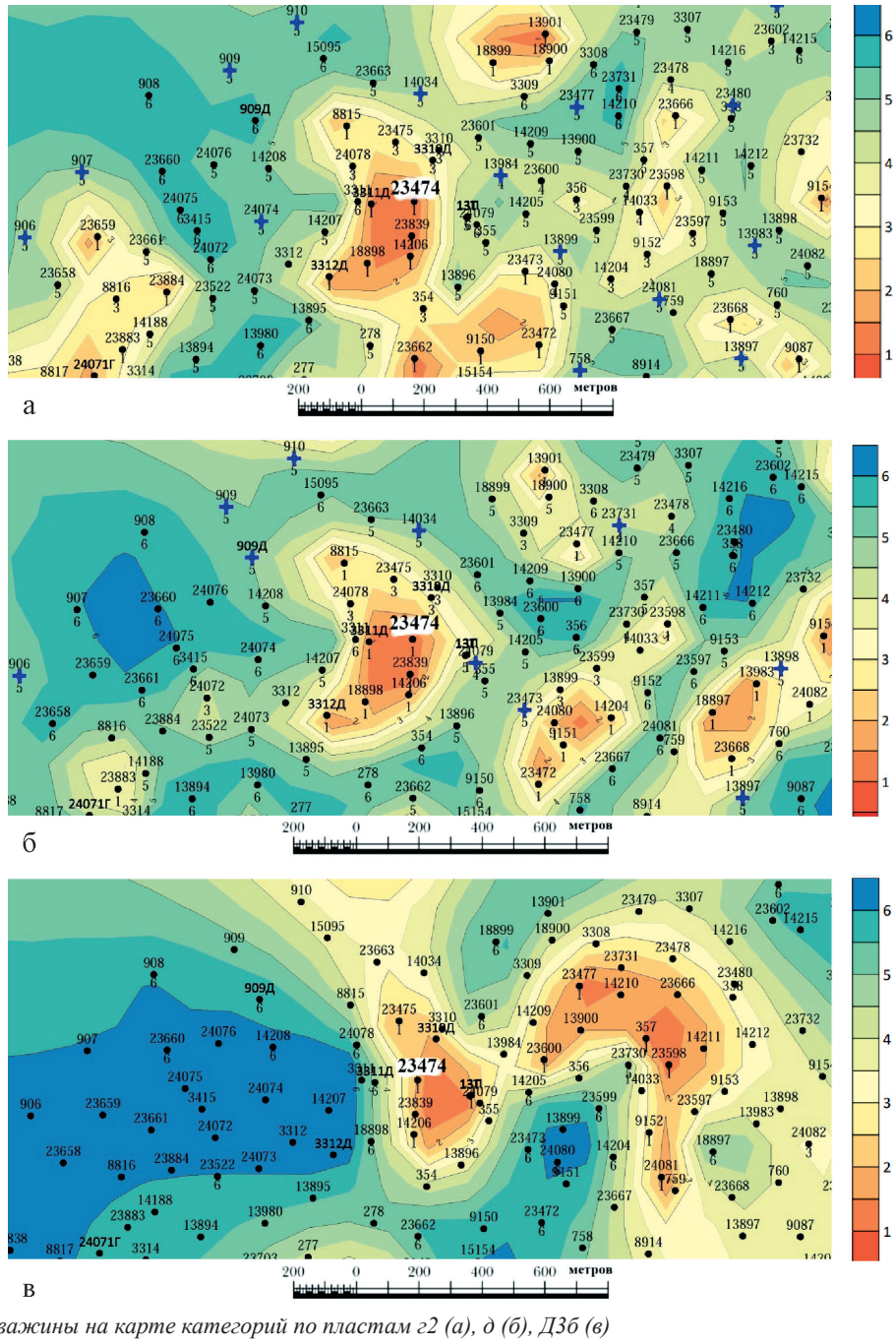


Рис. 9. Положение скважины на карте категорий по пластам г2 (а), д (б), Д3б (в)

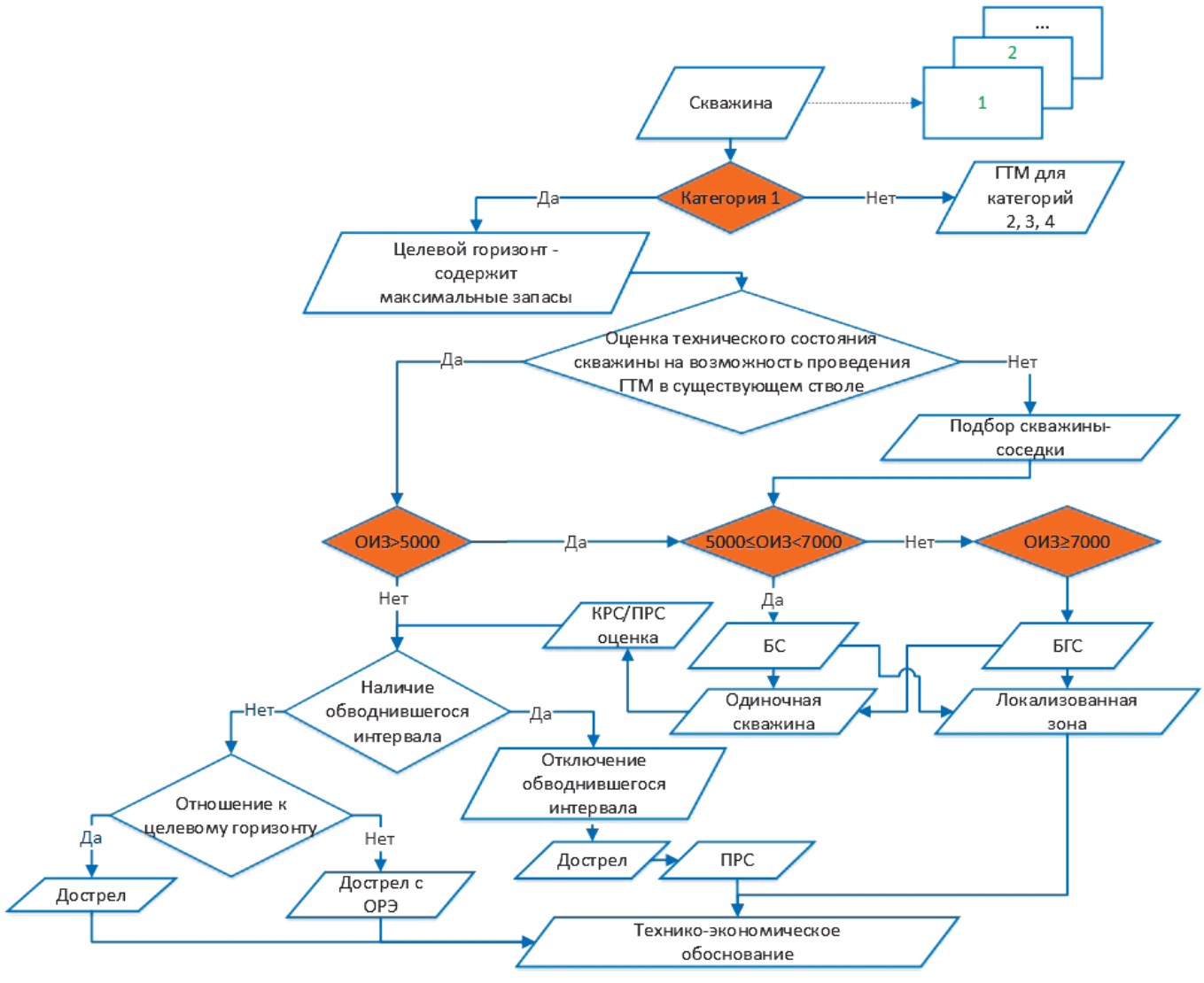


Рис. 10. Алгоритм подбора ГТМ для ОИЗ категории 1. КРС/ПРС – капитальный/подземный ремонт скважин, БС – боковой ствол, ЗБС – зарезка бокового ствола, ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

анализе карт установлено, что наибольшее их количество, включающих группы скважин, локализуется в восточной части площади, соответствующей блоку 4, меньшее количество в юго-восточной части, соответствующей блоку 3, что связано с его высокой выработанностью. Целики ОИЗ практически не выявлены в северо-западной и западной части площади, соответствующей блоку 8, что связано с региональным наклоном пластов в этом направлении и попаданием их в водоносную зону.

Пласты и запасы категории 1 выявлены как в добывающих, так и в нагнетательных, пьезометрических и других категориях скважин. Целики категории 1 выделяются в разрезающих рядах нагнетательных скважин, в центральных и стягивающих рядах добывающих скважин. Нередко локализуются между внешним разрезающим нагнетательным рядом и первым от него рядом добывающих скважин. Запасы категории 2 выделяются реже, обычно в виде узкой концентрической полосы вокруг зон категории 1; долгое время не привлекали внимания вследствие ухудшенных характеристик пластов, но в настоящее время рассматриваются как перспективные объекты для включения в разработку с применением современных ГТМ. Целики категории 3 сформировались в следствие того, что на определенной стадии разработки месторождения для достижения более высоких технико-экономических показателей производился отказ от них и осуществлялся переход на более перспективные на тот момент вышезалегающие пласты Д1а, Д1б или Д1в. Пласты изолировались, хотя не были достигнуты предельные величины обводнения, в настоящее время еще могут аккумулировать значительные ОИЗ.

Предложен алгоритм подбора ГТМ для включения в разработку выявленных остаточных пластов категории 1 (рис. 10). В первую очередь рекомендуется оценить техническое состояние скважины, в которой выявлены ОИЗ. В случае удовлетворительного технического состояния скважины, выделения ОИЗ более 5000 т, в зависимости от принадлежности их к целевому горизонту и наличию в разрезе обводнившегося интервала могут быть рекомендованы дострел пласта, дострел пласта для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) или дострел с работами по подземному ремонту скважины (ПРС). Для ОИЗ 5000–7700 и более 7000 т в зависимости от характера локализации предлагаются зарезки БС или БГС. В любом случае рекомендуется детальное технико-экономическое обоснование предлагаемого ГТМ.

Для примера приводятся опытные работы в скважине 13810, в которой текущим эксплуатационным объектом является пласт б2. В скважине по предложенному алгоритму выявлены ОИЗ категории 1 в пласте г2. Толщина пласта г2 составляет 2,79 м, пористость – 0,2239, нефтенасыщенность – 0.88. Выявленные ОИЗ оцениваются в 6642 т. Проведена следующая последовательность ГТМ: пакером отсечены работающие с обводненностью 98,4 % пласты а и б2; произведен дострел залегающего ниже пласта г2, из которого был получен приток нефти в 0,4 т/сут. В простаивающей скважине 887В произведен дострел пласта Д3б+в толщиной 4,88 м, пористость которого изменяется в интервале 0,125–0,1679, нефтенасыщенность – 0,325–0,5309. Освоение пласта осуществлялось свабированием, была получена нефть. Опытные работы в скважинах продолжаются.

Необходимость геологического доизучения остаточных запасов особенно актуальна для обоснования вида ГТМ для их извлечения. Для геологического доизучения рекомендуется электрокаротаж. Для пластов категории 1, рисками не обнаружения или не перспективности являются попадание в промытую зону, малая толщина пласта, выклинивание, невозможность организации ОРЭ для включения в разработку. Для пластов категории 2 предлагаются технологии измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну для обнаружения и оценки неизлеченных углеводородов, оценки перемещения ВНК, радиоактивный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и СО (углерод-кислородный) каротаж при контроле за разработкой месторождений, исследования литологии около скважинного пространства и контактов, оценки пористости и нефтегазонасыщения. Для уточнения ОИЗ рекомендуются технологии импульсно-кодового гидропрослушивания ИКГ и другие виды гидродинамических исследований ГДИ межскважинного пространства.

Заключение

Изучены технологические показатели разработки пашийского горизонта Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. На основе ретроспективного анализа многолетних данных по их разработке показано наличие остаточных запасов нефти, распределенных по разрезу и площади. При этом поиск и идентификация ОИЗ имеет важнейшее значение для повышения степени выработки месторождений в поздней стадии разработки.

На основе существующих информационных систем предложен и апробирован алгоритм ретроспективного анализа разработки пластов многопластового месторождения с целью выявления и локализации остаточных запасов, формирующихся по комплексу геологических и технологических причин. Алгоритм включает детальный посскважинный анализ истории геологического изучения и разработки, представленных в информационных базах и заключается в назначении пластам и содержащимся в них запасам категорий от 1 до 6, в зависимости от включенности их в разработку, которые затем наносятся на карты. На картах целики остаточной нефти локализуются по изолиниям вокруг одиночных скважин или группы скважин.

Достоверность выводов и результатов исследования подтверждается разработкой и внедрением алгоритма подбора и проведения ГТМ для вовлечения выявленных остаточных ОИЗ категории 1 в разработку. Проведенные в двух скважинах опытные ГТМ подтвердили наличие в них остаточных запасов, что позволяет обеспечивать планирование ГТМ по дальнейшему их доизвлечению с целью поддержания добычи нефти и повышения коэффициента нефтеизвлечения на месторождении в целом.

Алгоритм ретроспективного анализа разработки пластов имеет перспективу тиражирования с целью изучения остаточных запасов на других площадях Ромашкинского месторождения с учетом особенностей их геологического строения и истории, а также на любых других зрелых многопластовых нефтяных месторождениях, имеющих длительную историю разработки, отраженную в проверенных информационных базах.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Альметьевскому государственному нефтяному институту и ПАО «Татнефть» за предоставленные возможности по проведению исследований и публикации их результатов в открытой печати.

Авторы выражают благодарность рецензенту за предоставленную рецензию на статью. Ценные замечания и комментарии в значительной мере способствовали улучшению работы.

Литература

Агишев Э.Р., Гимранова А.Г., Сляднева Д.А., Рамаданов А.В. (2020). Локализация зон остаточных запасов нефти правобережной группы месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». *Нефтяная провинция*, 2(22), с. 36-48. https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.36-48

Антонов О.Г., Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В. (2016). Совершенствование методов регулирования разработки нефтяных залежей. *Нефтяная провинция*, 3, с. 87-100. https://doi.org/10.25689/NP.2016.3.87-100

Баталов Д.А. (2015). Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. *Дис. канд. техн. наук*. Тюмень, 165 с.

Воронова Е.В. (2006). Создание методики оценки остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. Актуальные проблемы нефтегазового дела. *Сборник научных трудов*, Т. 1, с. 26-30.

Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов Вяч.Е. (2021). Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки. *Нефтяное хозяйство*, 5, 103-107 с. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-103-107

Гусева Д.Н., Зимин П.В. Аржиловский А.В. (2016). Способ оценки выработки запасов зрелых нефтяных месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 12, с. 5-9.

Гутман И.С. (1985). Методы подсчета запасов нефти и газа. М: Недра, 223 с.

Закиров С.Н., И.М. Индрубский И.М., Закиров Э.С., Николаев В.А., Закиров И.С., Аникеев Д.П. (2010). Современные основы теории и практики разработки месторождений нефти и газа, ч. 1, *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(2), с. 24.

Методическое руководство по оценке технологической эффективности и применения методов увеличения нефтеотдачи (1996). РД 153-39.1-004-96, 88 с.

Музалевская Н.В. и др. (2016). Способ разработки нефтяной залежи на поздней стадии разработки. Роспатент, № 2595112 от 20.08.2016 г.

Муслимов Р.Х. (2007). Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения. *Геология нефти и газа*, 1, с. 3-12.

Муслимов Р.Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 30-34.

Уваров Ф.В. (2018). Метод выявления зон с остаточными запасами нефти. *Успехи современного естествознания*, 3, с. 123-127.

Хисамов Р.С. (1996). Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений. Казань: Мониторинг, 289 с.

Хисамов Р.С. (1997). Геология, разработка и эксплуатация Абдрахмановской площади. *Сборник научных трудов*, Вып.1. Уфа: УГНТУ, 158 с.

Хусаинов В.М. (2011). Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). *Автореф. дис. докт. техн. наук*. Москва, 50 с.

Alekseev A.D., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., Cherevko S.A. (2017). Research of hard-to-recovery and unconventional oil-bearing formations according to the principle «in-situ reservoir fabric». *Journal of Mining Institute*, 228, pp. 695-704. https://doi.org/10.25515/pmi.2017.6.695

Archie G.E. (1950). Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. *AAPG Bulletin*, 34(5), pp. 943-961. https://doi.org/10.1306/3D933F62-16B1-11D7-8645000102C1865D

Arnondin, M.C. (1995). Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Forecasts and Optimization. *SPE Comp App*, 7(05), pp. 118-121. https://doi.org/10.2118/27566-PA

Arps J.J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Trans*, 160, pp. 228-247. https://doi.org/10.2118/945228-G.

Burkhanov R.N., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Maksyutin A.B. (2020). Estimation and localization of residual recoverable oil reserves by the complex filtration, optical and field research. *SPE Russian Petroleum Technology Conference RPTS*. https://doi.org/10.2118/201914-MS

Dmitrieva D., Romasheva N. (2020). Sustainable development of oil and gas potential of the arctic and its shelf zone. The role of innovations. *J. Mar. Sci. Eng*., 8(12), p. 1003. https://doi.org/10.3390/jmse8121003

Egorov A.S., Prischepa O.M., Nefedov Y.V. (2021). Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *J. Mar. Sci. Eng*., 9(3), p. 258. https://doi.org/10.3390/jmse9030258

Fetkovich M.J., Fetkovich E.J., Fetkovich M.D. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Res Eng* 11(01), pp. 13-22, SPE-28628-PA. https://doi.org/10.2118/28628-PA

Galimzyanov Artem, Naydensky Konstantin, Olaf Kristoffer Huseby (2021). Selection and Justification of Technologies for Enhanced Oil Recovery Methods Using Inter-Well Tracer Survey. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, PSPE-206489-MS. https://doi.org/10.2118/206489-MS

Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. (2020). Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 68-82. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.1.68

Joseph A., Ajienka J.A. (2010). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. *Nigeria Annual Int. Conf. and Exhib.*, Tinapa-Calabar, Nigeria, SPE-136969-MS. https://doi.org/10.2118/136969-MS

Kondratiev M., Azarov E. (2017). Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. https://doi.org/10.2118/187925-MS

Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. (2021). Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 14(24), 8254. https://doi.org/10.3390/en14248254

Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. (2020). Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia. [Matéria-prima base de reservas de óleo de difícil extração da Rússia]. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 915-924. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.939_P34_pgs_915_924.pdf

Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. (2018). Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268-274. https://doi.org/10.25515/pmi.2018.3.268

Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, pp. 711-715. https://doi.org/10.31897/pmi.2019.6.711

Sabukevich, V.S., Podoprigora, D.G., Shagiakhmetov, A.M. (2020). Rationale for selection of an oil field optimal development system in the eastern part of the pechora sea and its calculation. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 634-655. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.658_P34_pgs_634_655.pdf

Shuhong JI, Changbing Tian, Chengfang SHI, Jigen YE, Zubo Zhang, Xiujuan FU (2012). New understanding on water-oil displacement efficiency in a high water-cut stage, *Petroleum Exploration and Development*, 39(3), pp. 362-370. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60052-4

Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichevsky V., Farakhova R. (2017). Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-187927-MS. https://doi.org/10.2118/187927-MS

Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. (2020). Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 299-304. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.0.299

Zhdanov Ivan, Kotezhekov Victor, Andrei Margarit. (2018). The Method of Localization of Residual Oil on the Basis of Complex Multi-Well Diagnostics and Calibration of the Hydrodynamic Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191590-18RPTC-MS. https://doi.org/10.2118/191590-18RPTC-MS

Сведения об авторах

Рамис Нурутдинович Бурханов – кандидат геол.-мин. наук, доцент, заведующий кафедрой геологии
Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д.2

Азат Абузарович Лутфуллин – заместитель начальника Департамента управления разработкой месторождений «Татнефть-Добыча»
ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Александр Валерьевич Максютин – кандидат техн. наук, доцент, главный инженер
ООО «ТетраСофтСервис»
Россия, 197022, Санкт-Петербург, ул. Инструментальная, д. 3 литер А, пом. 04н, оф.10

Инзир Рамилевич Раупов – кандидат техн. наук, доцент
Санкт-Петербургский горный университет
Россия, 199226, Санкт-Петербург, бул. Головнина, д. 12, к. 1, стр. 1., кв.189

Ильсур Вазихович Валиуллин – кандидат техн. наук, ведущий специалист
Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д.2

Ильнур Мударисович Фаррахов – заместитель начальника отдела экспертизы ГТМ
АО «Консалтинговый центр»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

Максим Викторович Швыденко – начальник отдела разработки Ромашкинского месторождения – Юг
ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 15.02.2022;
Принята к публикации 06.07.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Retrospective analysis algorithm for identifying and localizing residual reserves of the developed multilayer oil field

R.N. Burkhanov[1], A.A. Lutfullin[2], A.V. Maksyutin[3], I.R. Raupov[4], I.V. Valiullin[1], I.M. Farrakhov[5], M.V. Shvydenko[5]*

[1]*Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation*
[2]*Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*
[3]*TetraSoft-Servis LLC, St.Petersburg, Russian Federation*
[4]*Saint Petersburg Mining University, St.Petersburg, Russian Federation*
[5]*Konsaltingovyy tsentr LC, Almetyevsk, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Ramis N. Burkhanov, e-mail: burkhanov_rn@mail.ru*

Abstract. Long-term phased development of a multi-layer field, including tens and hundreds of oil-bearing horizons and local deposits, combined with their vertical and horizontal separation, creates conditions for the formation of residual oil reserves. For the purpose of identifying and spatial localization of residual reserves, an algorithm for retrospective analysis was developed and applied on the example of the Upper and Lower Devonian terrigenous deposits of the Romashkinskoe oil field, which have been developed since 1952. The long history of geological study and development of oil-bearing formations of the Pashiysky D1 (layers g and e), Mullinsky D2, Ardatovsky D3, Vorobyevsky D4 and Biysky D5 horizons is analyzed according to the data of 2605 wells. It is proposed to single out 6 categories of formations and the reserves contained in them. Previously undeveloped formations composed of conditioned reservoirs are classified as category 1. Formations composed of more clayey and less permeable reservoirs are awarded with category 2. Category 3 includes previously developed formations, but left before reaching the limit of water cut, and category 4 – currently being developed intervals. The least promising are those that are stopped after reaching the maximum water cut (category 5), as well as wedged out, replaced by non-reservoirs or considered water-bearing (category 6) formations. Categories were mapped to identify, visualize and describe the main patterns in the distribution of residual reserves, which are established both in single wells and in bypassed oil that include a group of wells. The algorithm was tested on the corporate information base of historical data on geological exploration, research and development of the Abdrakhmanovskaya area of the Romashkinskoe oil field. Examples of experimental workover operations to include the identified residual reserves in the development are given.

Keywords: bypassed oil, oil reservoir, localization of residual reserves, multilayer oil field, production and injection well, oil field development, Retrospective analysis algorithm

Acknowledgements

The authors thank Almetyevsk State Oil Institute and Tatneft PJSC for the opportunity to conduct research and publish their results.

The authors are grateful to the reviewers whose valuable remarks and comments greatly contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Valiullin I.V., Farrakhov I.M., Shvydenko M.V. (2022). Retrospective analysis algorithm for identifying and localizing residual reserves of the developed multilayer oil field. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 125–138. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11

References

Agishev E.R., Gimranova A.G., Slyadneva D.A., Ramadanov A.V. (2020). Localization of zones of residual oil reserves of the right-bank group of fields of PJSC Slavneft-Megionneftegaz. *Neftyanaya provintsiya*, 2(22), pp. 36-48. (In Russ.) https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.36-48.

Alekseev A.D., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., Cherevko S.A. (2017). Research of hard-to-recovery and unconventional oil-bearing formations according to the principle «in-situ reservoir fabric». *Journal of Mining Institute*, 228, pp. 695-704. https://doi.org/10.25515/pmi.2017.6.695

Antonov O.G., Nasybullin A.V., Lifant'ev A.V. (2016). Improvement of methods for regulating the development of oil deposits. *Neftyanaya provintsiya*, 3, pp. 87-100. (In Russ.) https://doi.org/10.25689/NP.2016.3.87-100

Archie G.E. (1950). Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. *AAPG Bulletin*, 34(5), pp. 943-961. https://doi.org/10.1306/3D933F62-16B1-11D7-8645000102C1865D

Arnondin, M.C. (1995). Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Forecasts and Optimization. *SPE Comp App*, 7(05), pp. 118-121. https://doi.org/10.2118/27566-PA

Arps J.J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Trans*, 160, pp. 228-247. https://doi.org/10.2118/945228-G.

Batalov D.A. (2015). Development of a method for localization of residual oil reserves at the later stages of development. Cand. engin. sci. diss. Tyumen, 165 p. (In Russ.)

Dmitrieva D., Romasheva N. (2020). Sustainable development of oil and gas potential of the arctic and its shelf zone. The role of innovations. *J. Mar. Sci. Eng*., 8(12), p. 1003. https://doi.org/10.3390/jmse8121003

Egorov A.S., Prischepa O.M., Nefedov Y.V. (2021). Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *J. Mar. Sci. Eng*., 9(3), p. 258. https://doi.org/10.3390/jmse9030258

Fetkovich M.J., Fetkovich E.J., Fetkovich M.D. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Res Eng* 11(01), pp. 13-22, SPE-28628-PA. https://doi.org/10.2118/28628-PA

Galimzyanov Artem, Naydensky Konstantin, Olaf Kristoffer Huseby (2021). Selection and Justification of Technologies for Enhanced Oil Recovery Methods Using Inter-Well Tracer Survey. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, PSPE-206489-MS. https://doi.org/10.2118/206489-MS

Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. (2020). Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 68-82. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.1.68

Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Mukhametshin V. Sh., Mukhamadiev B.M., Pozdnyakova T.V. , Trofimov V.E. (2021). Localization and recovery strategy of residual reserves the Pashian horizon of the Tuymazinskoye oil field at the final stage of development (Russian). *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 5, pp. 103-107. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-103-107

Guseva D.N., Zimin P.V. Arzhilovskii A.V. (2016). A method for assessing the development of reserves of mature oil fields. *Nefte*promyslovoe delo*, 12, pp. 5-9. (In Russ.)

Gutman I.S. (1985). Methods for calculating oil and gas reserves. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)

Joseph A., Ajienka J.A. (2010). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. *Nigeria Annual Int. Conf. and Exhib.*, Tinapa-Calabar, Nigeria, SPE-136969-MS. https://doi.org/10.2118/136969-MS

Khisamov R.S. (1996). Features of the geological structure and development of multilayer oil fields. Kazan: Monitoring, 289 p. (In Russ.)

Khisamov R.S. (1997). Geology, development and exploitation of the Abdrakhmanovskaya area. *Coll. papers*, Is. 1. Ufa: UGNTU, 158 p. (In Russ.)

Khusainov V.M. (2011). Increase in recoverable oil reserves at a late stage of development of a large oil field (theory, geological foundations, practice). Abstract Dr. engin. sci. diss. Moscow, 50 p. (In Russ.)

Kondratiev M., Azarov E. (2017). Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. https://doi.org/10.2118/187925-MS

Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. (2021). Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 14(24), 8254. https://doi.org/10.3390/en14248254

Methodological Guidelines for Evaluation of Technological Efficiency and Application of Enhanced Oil Recovery Methods (1996). RD 153-39.1-004-96, 88 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2007). A new look at the prospects for the development of the supergiant Romashkinskoye oil field. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology,* 1, pp. 3–12. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2008). Methods for improving the efficiency of oil field development at a late stage. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry,* 3, pp. 30-34. (In Russ.)

Muzalevskaya N.V. et al. (2016). A method for developing an oil deposit at a late stage of development. Patent RF. No. 2595112. (In Russ.)

Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. (2020). Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia. [Matéria-prima base de reservas de óleo de difícil extração da Rússia]. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 915-924. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.939_P34_pgs_915_924.pdf

Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. (2018). Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268-274. https://doi.org/10.25515/pmi.2018.3.268

Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, pp. 711-715. https://doi.org/10.31897/pmi.2019.6.711

Sabukevich, V.S., Podoprigora, D.G., Shagiakhmetov, A.M. (2020). Rationale for selection of an oil field optimal development system in the eastern part of the pechora sea and its calculation. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 634-655. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.658_P34_pgs_634_655.pdf

Shuhong JI, Changbing Tian, Chengfang SHI, Jigen YE, Zubo Zhang, Xiujuan FU (2012). New understanding on water-oil displacement efficiency in a high water-cut stage, *Petroleum Exploration and Development*, 39(3), pp. 362-370. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60052-4

Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichevsky V., Farakhova R. (2017). Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-187927-MS. https://doi.org/10.2118/187927-MS

Uvarov F.V. (2018). Method for identifying areas with residual oil reserves. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 3, pp. 123-127. (In Russ.)

Voronova E.V. (2006). Creation of a methodology for estimating residual oil reserves in fields that are at the final stage of development. *Coll. papers: Actual problems of oil and gas business*, vol. 1, pp. 26–30. (In Russ.)

Vurkhanov R.N., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Maksyutin A.B. (2020). Estimation and localization of residual recoverable oil reserves by the complex filtration, optical and field research. *SPE Russian Petroleum Technology Conference RPTS*, Paper Number: SPE-201914-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/201914-MS

Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. (2020). Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 299-304. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.0.299

Zakirov C.N., I.M. Indrubskii I.M., Zakirov E.S., Nikolaev V.A., Zakirov I.S., Anikeev D.P. (2010). Modern foundations of the theory and practice of oil and gas field development, part 1. *Aktual'nye problemy nefti i gaza*, 2(2), p. 24. (In Russ.)

Zhdanov Ivan, Kotezhekov Victor, Andrei Margarit. (2018). The Method of Localization of Residual Oil on the Basis of Complex Multi-Well Diagnostics and Calibration of the Hydrodynamic Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191590-18RPTC-MS. https://doi.org/10.2118/191590-18RPTC-MS

About the Authors

Ramis N. Burkhanov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department of Geology

Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Deputy Head of the Department for Management of Field Development, Tatneft-Dobycha

Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Alexander V. Maksyutin – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Chief Engineer

TetraSoftServis LLC

Of. 10, room 04n, lit. A, 3, Instrumentalnaya st., St. Petersburg, 197022, Russian Federation

Inzir R. Raupov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor

Saint Petersburg Mining University

Build. 1, 12, Golovin st., St. Petersburg, 199226, Russian Federation

Ilsur V. Valiullin – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher

Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Ilnur M. Farrakhov – Deputy Head of the GTM Expertise Department

Konsaltingovyy tsentr LC

10, Gagarin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Maksim V. Shvydenko – Head of the Department of the Developmant of the Romashkinskoe field–South

Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 15 February 2022;
Accepted 6 June 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12

УДК 622.279

Факторный анализ параметров работы газовых скважин

А.И. Щекин[*]*, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина, А.В. Хандзель*
Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

В статье рассмотрены методологические подходы применения детерминированного факторного анализа для выявления причин изменения параметров работы газовых скважин при установившемся притоке газа по линейному и нелинейному законам фильтрации. Методы факторного анализа дают возможность количественно оценить степень влияния отдельных факторов на отклонение исследуемого показателя. В соответствии с методологией факторного анализа обоснованы математические модели факторной системы при линейной и нелинейной фильтрации газа, установлена совокупность факторов, и получены готовые решения для факторного анализа параметров работы газовой скважины. Для решения задач факторного анализа технологического режима работы газовых скважин и получения формул расчета приращения дебита газа от изменения факторов в статье выполнено обоснование и исследование метода взвешенных конечных разностей. Апробация рабочих формул для оценки степени влияния факторов на отклонение дебита газа в положительную или отрицательную сторону выполнена по параметрам работы скважин подземных хранилищ газа в циклах отбора и закачки. Полученные формулы для проведения факторного анализа газовых скважин позволяют количественно оценить влияние таких факторов, как пластовое и забойное давления, коэффициенты фильтрационных сопротивлений на отклонение дебита газа. Дальнейшее ранжирование скважин по факторам является основой управления процессами добычи (закачки) газа и планирования геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: факторный анализ, газовые скважины, технологический режим работы, подземное хранилище газа, геолого-технические мероприятия

Для цитирования: Щекин А.И., Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Хандзель А.В. (2022). Факторный анализ параметров работы газовых скважин. *Георесурсы*, 24(3), с. 139–148. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12

Введение

Общей тенденцией в развитии крупных нефтегазодобывающих компаний является внедрение современных информационных систем с целью управления разработкой месторождений и оптимизации добычи углеводородов (Еремин и др., 2019). Неотъемлемым элементом таких систем является создание специальных алгоритмов и инструментов по комплексному мониторингу и прогнозу показателей разработки месторождений углеводородов.

Для анализа технологического режима работы скважин и выявления причин изменения параметров в последнее время широко применяются методы детерминированного факторного анализа (Oleynikov, Cherkovskiy, 2019; Sitnikov et al., 2015). По результатам факторного анализа выполняется ранжирование фонда скважин с последующим выделением в их составе проблемных, в том числе скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Оценка степени влияния различных геолого-технологических факторов на изменение параметров работы скважин является основой принятия решений по повышению эффективности эксплуатации фонда нефтяных скважин. В работе (Sitnikov et al., 2015) представлены основанные на методах факторного анализа готовые расчетные формулы для определения потерь или прироста дебита нефти по фонду действующих нефтяных скважин за счет изменения таких факторов, как забойное и пластовое давление, обводненность продукции, коэффициент продуктивности, коэффициент эксплуатации. Методы факторного анализа также применяются для проведения анализа успешности ГТМ по скважинам. Так, в работе (Наугольнов и др., 2019) для количественной оценки причин несоответствия плановых и фактических показателей по новым скважинам авторы использовали интегральный метод детерминированного факторного анализа, представив уравнение притока нефти к скважине в виде мультипликативной трехфакторной модели.

Алгоритмы факторного анализа являются основой процесса анализа параметров работы нефтяных скважин по выявлению и оценке отдельных факторов, влияющих на изменение дебита. Для газовых месторождений, а также для подземных хранилищ газа (ПХГ) задача развития инструментов факторного анализа становится ключевой, поскольку эксплуатация скважин на ПХГ характеризуется цикличностью их работы и требует регулярного мониторинга (Гарайшин и др., 2015). В связи с этим актуальным становится решение задачи по разработке инструментов факторного анализа технологических режимов работы скважин с целью оперативного планирования комплексных программ ГТМ на газовых или газоконденсатных месторождениях (Ахмедов и др., 2014; Толпаев и др., 2017), в том числе на подземных хранилищах газа (Вержбицкий и др., 2020; Хан и др., 2019). В настоящей статье рассмотрена методология детерминированного факторного анализа для получения готовых расчетных формул и проведения количественной оценки степени влияния различных факторов на изменение дебита газовой скважины при установившемся притоке газа по линейному и нелинейному законам фильтрации.

[*] Ответственный автор: Александр Иванович Щекин
e-mail: ashchekin@ncfu.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Методология детерминированного факторного анализа

Для решения, как правило, экономических задач по оценке степени влияния отклонения факторов (показателей) на изучаемый процесс (явление) используются различные методы детерминированного и статистического факторного анализа (Трухаев, Горшков, 1985; Баканов, Шеремет, 2002; Блюмин и др., 2004). Статистический факторный анализ основан на использовании методов корреляционного и регрессионного анализа и заключается в определении взаимосвязи между исследуемыми переменными с последующим установлением вида статистической зависимости. Методы детерминированного факторного анализа предполагают, что исследуемый показатель и влияющие на него факторы находятся в какой-либо детерминированной взаимосвязи (функциональной зависимости). Исходные данные при проведении детерминированного факторного анализа задаются в виде скалярных величин, что дает возможность количественно оценить влияние отдельных факторов на изменение результирующего показателя, поэтому данные методы получили широкое применение в экономической теории.

В математической постановке детерминированный факторный анализ заключается в определении частей приращения функции, связанных с приращениями отдельно взятых аргументов. Например, если y – некоторый результирующий показатель, то модель факторной системы может быть представлена в виде функции соответствующих переменных, например:

$$y = f(a, b, c, d), \quad (1)$$

где a, b, c, d – факторы.

Если заданы начальные (a_1, b_1, c_1, d_1) и конечные (a_2, b_2, c_2, d_2) значения аргументов, от которых зависит функция, то соотношение между приращением результирующего показателя и приращениями факторов можно представить в аддитивной форме (Блюмин и др., 2004):

$$\Delta y = y_2 - y_1 = f(a_2, b_2, c_2, d_2) - f(a_1, b_1, c_1, d_1) = \Delta y_a + \Delta y_b + \Delta y_c + \Delta y_d, \quad (2)$$

где Δy_a, Δy_b, Δy_c, Δy_d – элементы факторной системы, которые характеризуют степень влияния отдельно взятых факторов на изменение результирующего показателя.

В экономическом анализе при проведении факторного анализа применяются следующие стандартные модели факторной системы (Блюмин и др., 2004):

- аддитивные:

$$y = f(a, b, c, d) = a + b + c + d, \quad (3)$$

- мультипликативные:

$$y = f(a, b, c, d) = a \cdot b \cdot c \cdot d, \quad (4)$$

- кратные:

$$y = f(a, b, c, d) = \frac{a \cdot b}{c \cdot d}. \quad (5)$$

Также в практической деятельности часто используются факторные модели смешанного типа: аддитивно-кратные, мультипликативно-аддитивные и др.

Основными задачами детерминированного факторного анализа (далее факторный анализ) является обоснование математической модели факторной системы, выявление совокупности факторов с выводом расчетных формул элементов факторной системы и оценка степени их влияния на отклонение исследуемого показателя.

С целью получения расчетных формул по определению элементов факторной системы применяются различные методы факторного анализа (Трухаев, Горшков, 1985; Баканов, Шеремет, 2002; Блюмин и др., 2004), основными из которых являются: интегральный метод, метод цепных подстановок, метод взвешенных конечных разностей и др. При этом, следует отметить, что часто в методах факторного анализа используется принцип элиминирования, который предполагает определение степени влияния отдельно взятого фактора при фиксированных значениях остальных факторов.

Метод цепных подстановок предполагает последовательную замену начальных значений факторов на конечные с использованием принципа элиминирования. Важной особенностью и недостатком данного метода является выбор порядка подстановки факторов, поскольку при изменении порядка результаты факторного анализа будут различаться. В этой связи применение данного метода не позволяет точно определить степень влияния отдельных факторов на изменение анализируемого показателя.

Метод взвешенных конечных разностей (метод полных подстановок) отличается от предыдущего тем, что оценка величины влияния отдельных факторов проводится по всем вариантам подстановки с последующим суммированием и осреднением полученного результата без выбора порядка подстановки показателей. Таким образом, в данном методе исключается недостаток, присущий методу цепных подстановок, поскольку не требуется выделение основного фактора, относительно которого будет производится последовательность расчета. К недостаткам данного метода относится необходимость при большом количестве факторов выполнять многовариантные расчеты.

Интегральный метод основывается на суммировании приращений функции, определяемых как частные производные, умноженные на приращение соответствующих аргументов на бесконечно малых промежутках (Блюмин и др., 2004; Голопузов, Шадринцев, 2006). По сравнению с другими методами факторного анализа, наиболее универсальный интегральный метод лишен недостатков других методов, что позволяет разработать общий подход и исключить неоднозначность оценки степени влияния факторов для стандартных факторных моделей. Тем не менее, интегральный метод также имеет недостатки, проявляющиеся в основном при выводе расчетных формул для сложных и нестандартных факторных моделей. Следует отметить, что для стандартных факторных моделей в экономическом анализе разработаны готовые формулы расчета влияния факторов на отклонения результирующего показателя.

Получаемые результаты с применением рассмотренных выше и других методов детерминированного факторного анализа, как правило, редко сопоставимы, в связи с чем выбор метода факторного анализа, удовлетворяющего заданным условиям, является основой для объективной оценки влияния факторов.

Результаты

Рассмотрим особенности применения факторного анализа для оценки степени влияния отдельных факторов на изменение дебита газовых скважин, в том числе эксплуатационных скважин на ПХГ, работающих как в режиме отбора, так и закачки газа.

Первым этапом проведения факторного анализа является обоснование факторной модели – аналитической зависимости. Для анализа причин изменения дебита газовой скважины в качестве факторной модели используем уравнение плоскорадиальной стационарной фильтрации газа к скважине без учета эффектов турбулентности:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = AQ, \quad (6)$$

где A – коэффициент фильтрационных сопротивлений:

$$A = \frac{\mu_{\text{г}} ZTP_0}{\pi kh\, T_0} \ln(R_{\text{к}}/r_c), \quad (7)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление; Q – дебит газа; k – коэффициент проницаемости пласта; h – эффективная толщина пласта; μ_{Γ} – динамическая вязкость газа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – пластовая температура; T_0 – температура в нормальных условиях; P_0 – давление в нормальных условиях; $R_{\text{к}}$ – радиус контура дренирования; $r_{\text{с}}$ – радиус ствола скважины.

Представим уравнение (6) в следующем виде:

$$Q = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2}{A}. \quad (8)$$

Зададимся следующими условиями, пусть в газовой скважине наблюдается изменение ее дебита от начального значения Q_1 до текущего Q_2, тогда приращение дебита за анализируемый период составит:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (9)$$

$$Q_1 = \frac{P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2}{A_1}, \quad (10)$$

$$Q_2 = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_2}. \quad (11)$$

Соответственно, за этот же период может отмечаться отклонение следующих параметров:

- коэффициента фильтрационных сопротивлений: $\Delta A = A_2 - A_1$;
- пластового давления: $\Delta P_{\text{пл}} = P_{\text{пл2}} - P_{\text{пл1}}$;
- забойного давления: $\Delta P_{\text{заб}} = P_{\text{заб2}} - P_{\text{заб1}}$.

В данном случае факторами, которые оказывают влияние на увеличение или снижение дебита газовой скважины, являются пластовое и забойное давления, а также коэффициент фильтрационных сопротивлений. Используя методы факторного анализа, требуется определить вклад этих факторов в изменение текущих значений дебита скважины относительно начальных. В математической постановке задача сводится к получению расчетных формул для определения элементов структуры факторной системы, т.е. оценки степени влияния изменения вышеперечисленных факторов на приращение дебита.

Выражение (8) является комбинированной кратной моделью, поэтому для определения элементов факторной системы можно получить готовые решения различными методами факторного анализа. При этом, структура факторной модели будет иметь следующий вид:

$$\Delta Q = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_2} - \frac{P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2}{A_1} = \Delta Q_A + \Delta Q_{P_{\text{пл}}} + \Delta Q_{P_{\text{заб}}} \quad (12)$$

Для определения величин изменения дебита газовой скважины по причине изменения факторов воспользуемся интегральным методом и методом полных подстановок.

Метод полных подстановок (взвешенных конечных разностей)

Данный метод не зависит от порядка ранжирования переменных, поскольку необходимо найти значения по всем возможным подстановкам. В таблице 1 представлены формулы для определения приращений дебита газа ΔQ от конкретных факторов при различном порядке расстановки переменных. Для рассматриваемой факторной модели с тремя переменными $\Delta Q(A, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}})$ количество всевозможных комбинаций подстановок для каждого фактора будет равно $n = 3!$ (Голопузов, Шадринцев, 2006), т.е. 6 вариантов подстановки по каждому фактору.

В соответствии с алгоритмом расчета по методу взвешенных конечных разностей необходимо просуммировать приращения дебита для каждого фактора и найти среднее значение. Так, изменение дебита за счет коэффициента фильтрационных сопротивлений составит:

$$\Delta Q_A = \frac{1}{2}\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)[(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2) + (P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)]. \quad (13)$$

Аналогичным образом получим решения для других элементов факторной системы, а именно факторного влияния пластового и забойного давления:

$$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{1}{2}(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2)\left[\frac{1}{A_1} + \frac{1}{A_2}\right], \quad (14)$$

$$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{1}{2}(P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)\left[\frac{1}{A_1} + \frac{1}{A_2}\right]. \quad (15)$$

Если произвести замену коэффициента фильтрационных сопротивления на коэффициент продуктивности

Варианты подстановок переменных $\Delta Q(1,2,3)$	Приращения дебита при различных вариантах подстановок		
$\Delta Q(P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, A)$	$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{\text{A}} = (P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)$
$\Delta Q(P_{\text{пл}}, A, P_{\text{заб}})$	$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{\text{A}} = (P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)$	$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_2}$
$\Delta Q(P_{\text{заб}}, P_{\text{пл}}, A)$	$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{\text{A}} = (P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)$
$\Delta Q(P_{\text{заб}}, A, P_{\text{пл}})$	$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{\text{A}} = (P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)$	$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2}{A_2}$
$\Delta Q(A, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}})$	$\Delta Q_{\text{A}} = (P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)$	$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2}{A_2}$	$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_2}$
$\Delta Q(A, P_{\text{заб}}, P_{\text{пл}})$	$\Delta Q_{\text{A}} = (P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)\left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1}\right)$	$\Delta Q_{P\text{заб}} = \frac{P_{\text{заб1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2}{A_2}$	$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{пл1}}^2}{A_2}$

Табл. 1. Формулы расчета приращения дебита газа от изменения факторов при различных вариантах подстановок по кратной модели

$k = 1/A$, то выражение (12) можно привести к виду мультипликативной факторной модели:

$$\Delta Q = k_2(P_{пл2}^2 - P_{заб2}^2) - k_1(P_{пл1}^2 - P_{заб1}^2) = \\ = \Delta Q_k + \Delta Q_{P_{пл}} + \Delta Q_{P_{заб}} \quad (16)$$

В таблице 2 представлены формулы для количественной оценки приращений дебита газа $\Delta Q(k, P_{пл}, P_{заб})$ от изменения факторов при различном порядке расстановки переменных с использованием факторной модели (16).

С учетом данных таблицы 2 и метода полных подстановок получим рабочие формулы элементов факторной системы для количественной оценки влияния факторов, а именно:

коэффициента продуктивности:

$$\Delta Q_k = \frac{1}{2}(k_2 - k_1)[(P_{пл1}^2 - P_{заб1}^2) + (P_{пл2}^2 - P_{заб2}^2)], \quad (17)$$

пластового давления:

$$\Delta Q_{Pпл} = \frac{1}{2}[(k_2 + k_1)(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)], \quad (18)$$

забойного давления:

$$\Delta Q_{Pзаб} = \frac{1}{2}[(k_2 + k_1)(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)]. \quad (19)$$

Интегральный метод

В данном случае, с целью количественной оценки степени влияния факторов интегральным методом, воспользуемся готовыми решениями, разработанными для стандартных моделей факторных систем (Баканов, Шеремет, 2002). Так, при рассмотрении комбинированной кратной модели (8) рабочие формулы расчета факторов влияния будут иметь следующий вид:

$$\Delta Q_{Pпл} = \frac{(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)}{(A_2 - A_1)} ln\left|\frac{A_2}{A_1}\right|, \quad (20)$$

$$\Delta Q_{Pзаб} = \frac{(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)}{(A_2 - A_1)} ln\left|\frac{A_2}{A_1}\right|, \quad (21)$$

$$\Delta Q_A = \Delta Q - \frac{(P_{пл1}^2 - P_{пл2}^2)}{(A_2 - A_1)} ln\left|\frac{A_2}{A_1}\right| - \frac{(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)}{(A_2 - A_1)} ln\left|\frac{A_2}{A_1}\right|. \quad (22)$$

Расчетные формулы элементов факторной системы для мультипликативной модели (16), полученные с помощью интегрального метода, будут иметь аналогичный вид, как и в случае использования метода полных подстановок:

$$\Delta Q_{Pпл} = \frac{(k_2 + k_1)}{2}(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2), \quad (23)$$

$$\Delta Q_{Pзаб} = \frac{(k_2 + k_1)}{2}(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2), \quad (24)$$

$$\Delta Q_k = (k_2 - k_1)\left(\frac{(P_{пл1}^2 - P_{заб1}^2) + (P_{пл2}^2 - P_{заб2}^2)}{2}\right). \quad (25)$$

Апробацию рабочих формул для количественной оценки влияния факторов, полученных различными методами факторного анализа, выполним по параметрам эксплуатационных скважин ПХГ в цикле отбора, представленным в таблице 3. Как видно из таблицы, если

Варианты подстановок переменных $\Delta Q(1,2,3)$	Приращения дебита при различных вариантах подстановок		
$\Delta Q(P_{пл}, P_{заб}, k)$	$\Delta Q_{Pпл} = k_1(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)$	$\Delta Q_{Pзаб} = k_1(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{пл2}^2 - P_{заб2}^2)(k_2 - k_1)$
$\Delta Q(P_{пл}, k, P_{заб})$	$\Delta Q_{Pпл} = k_1(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{пл2}^2 - P_{заб1}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{Pзаб} = k_2(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)$
$\Delta Q(P_{заб}, P_{пл}, k)$	$\Delta Q_{Pзаб} = k_1(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)$	$\Delta Q_{Pпл} = k_1(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{пл2}^2 - P_{заб2}^2)(k_2 - k_1)$
$\Delta Q(P_{заб}, k, P_{пл})$	$\Delta Q_{Pзаб} = k_1(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{пл1}^2 - P_{заб2}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{Pпл} = k_2(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)$
$\Delta Q(k, P_{пл}, P_{заб})$	$\Delta Q_k = (P_{пл1}^2 - P_{заб1}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{Pпл} = k_2(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)$	$\Delta Q_{Pзаб} = k_2(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)$
$\Delta Q(k, P_{заб}, P_{пл})$	$\Delta Q_k = (P_{пл1}^2 - P_{заб1}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{Pзаб} = k_2(P_{заб1}^2 - P_{заб2}^2)$	$\Delta Q_{Pпл} = k_2(P_{пл2}^2 - P_{пл1}^2)$

Табл. 2. Формулы расчета приращения дебита газа от изменения факторов при различных вариантах подстановок по мультипликативной модели

Параметры работы скважины	Единицы измерения	№ скважины		
		1	2	3
Параметры работы скважин за 1 месяц анализируемого периода				
Дебит газа Q_1	тыс. м^3/сут	144,0	270,0	208,0
Пластовое давление $P_{пл1}$	МПа	3,50	3,49	3,41
Забойное давление $P_{заб1}$	МПа	2,86	2,88	2,90
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_1	10^{-2} МПа^2/тыс. м^3/сут	2,84	1,46	1,57
Коэффициент продуктивности k_1	10^2 тыс.м^3/сут/МПа^2	0,35	0,69	0,64
Параметры работы скважин за текущий месяц анализируемого периода				
Дебит газа Q_2	тыс. м^3/сут	95,0	152,0	136,0
Пластовое давление, $P_{пл2}$	МПа	3,32	3,18	3,12
Забойное давление $P_{заб2}$	МПа	2,92	2,91	2,93
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_2	10^{-2} МПа^2/тыс. м^3/сут	2,66	1,09	0,83
Коэффициент продуктивности k_2	10^2 тыс.м^3/сут/МПа^2	0,38	0,92	1,20
Изменение параметров работы скважин за рассматриваемый период				
Изменение дебита газа ΔQ	тыс. м^3/сут	-49,0	-118,0	-72,0
Изменение пластового давления $\Delta P_{пл}$	МПа	-0,18	-0,31	-0,29
Изменение забойного давления $\Delta P_{заб}$	МПа	0,06	0,03	0,03
Изменение коэффициента ΔA	10^{-2} МПа^2/тыс. м^3/сут	-0,18	-0,37	-0,74
Изменение коэффициента Δk	10^2 тыс.м^3/сут/МПа^2	0,03	0,23	0,56

Табл. 3. Эксплуатационные параметры скважин ПХГ в цикле отбора при линейном законе фильтрации газа

сравнить эксплуатационные параметры скважин за анализируемый период времени, то объективно оценить причины снижения/увеличения дебита скважины по динамике их изменения, не используя методов факторного анализа, возможно только на качественном уровне.

В таблице 4 показаны результаты факторного анализа влияния отклонения пластового и забойного давлений, а также коэффициента фильтрационных сопротивлений/коэффициента продуктивности на изменение дебита. Знак «минус» характеризует снижение дебита скважины, а «плюс» – увеличение дебита, вызванное влиянием того или иного фактора. В графическом виде результаты факторного анализа технологического режима работы эксплуатационной скважины на ПХГ при фильтрации газа по линейному закону представлены на рисунке 1. Анализ таблицы 4 показывает, что итоги факторного анализа методом полных подстановок для кратной и мультипликативной моделей идентичны, а также совпадают с результатами, полученными для мультипликативной модели (16) интегральным методом. Следует отметить, что интегральный метод факторного анализа кратной и мультипликативной моделей, описывающих фильтрацию газа по линейному закону, дает различные показатели приращений дебита, что связано со спецификой интегрального метода и его чувствительностью к типу факторной модели. Преимуществом метода полных подстановок в данном случае является то, что вид модели не оказывает влияния на конечный результат. Фактическое изменение дебита по всем рассмотренным случаям равно сумме приращений по каждому фактору, что характеризует правильность полученных расчетных формул.

До текущего момента в статье рассматривалось уравнение притока газа при линейном законе фильтрации, тем не менее при исследовании условий эксплуатации газовых скважин необходимо учитывать проявление эффектов турбулентности и вихревых сопротивлений в области высоких скоростей (Васильев, 2016; Friedel, Voigt, 2006; Li, Engler, 2001). Уравнение, характеризующее приток газа к скважине при нелинейном законе фильтрации, можно представить в следующем виде (Васильев, 2016):

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = AQ + BQ^2, \qquad (26)$$

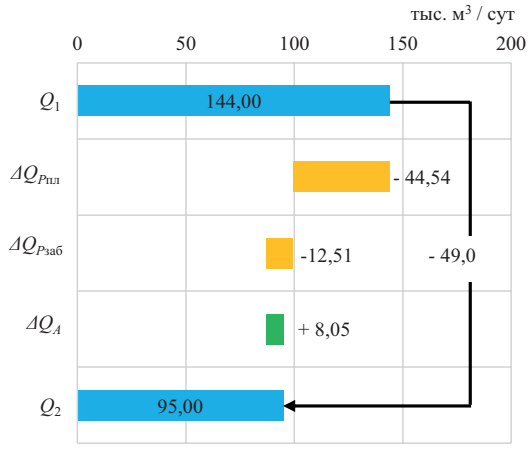


Рис. 1. Результаты факторного анализа технологического режима работы скважины ПХГ при линейном законе фильтрации газа

где A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$A = \frac{\mu_{\text{г}} ZTP_0}{\pi k h\, T_0} \ln(R_{\text{к}}/r_c),$$

$$B = \frac{\beta \rho_0 ZTP_0}{2\pi^2 h^2\, T_0 \sqrt{k}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_{\text{к}}}\right), \qquad (28)$$

где B – коэффициент вихревых сопротивлений (коэффициент турбулентности); ρ_0 – плотность газа в нормальных условиях.

Решая квадратное уравнение (26), получим только один действительный положительный корень, который представляет собой выражение для определения дебита газа при нелинейном законе фильтрации:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}}{2B}. \qquad (29)$$

Если взять за основу представленное выше выражение для определения дебита газа в качестве факторной модели, то структура факторной системы для выполнения анализа при нелинейном законе фильтрации будет иметь вид:

$$\Delta Q = \frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_2(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2)}}{2B_2} - \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2)}}{2B_1} =$$

$$= \Delta Q_{P_{\text{пл}}} + \Delta Q_{P_{\text{заб}}} + \Delta Q_A + \Delta Q_B\,. \qquad (30)$$

№ скв	Фактическое изменение дебита газа ΔQ, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет пластового давления $\Delta Q_{P\text{ПЛ}}$, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет забойного давления $\Delta Q_{P\text{заб}}$, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента A ΔQ_A, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента продуктивности ΔQ_k, тыс. м³/сут	Расчетное изменение дебита газа $\Delta Q_{\text{расч}}$, тыс. м³/сут
Результаты факторного анализа методом полных подстановок, факторная модель (12)						
1	-49,0	- 44,54	- 12,51	8,05	–	-49,0
2	-118,0	-168,21	-14,69	64,9	–	-118,0
3	-72,0	-179,54	-17,03	124,57	–	-72,0
Результаты факторного анализа методом полных подстановок и интегральным методом, факторная модель (16)						
1	-49,0	- 44,54	- 12,51	–	8,05	-49,0
2	-118,0	-168,21	-14,69	–	64,9	-118,0
3	-72,0	-179,54	-17,03	–	124,57	-72,0
Результаты факторного анализа интегральным методом, факторная модель (12)						
1	-49,0	-44,5	-12,5	8,0	–	-49,0
2	-118,0	-165,86	-14,47	62,32	–	-118,0
3	-72,0	-167,96	-15,93	111,9	–	-72,0

Табл. 4. Результаты апробации методов факторного анализа для количественной оценки влияния факторов на дебит газовых скважин при линейном законе фильтрации газа

По сравнению с предыдущей факторной системой (12), в рассматриваемой прибавляется дополнительный фактор – коэффициент фильтрационных сопротивлений B, также влияющий на изменение дебита газа.

Как видно, выражение (29) является сложной (нестандартной) факторной моделью, что накладывает ограничения на применение готовых решений интегрального метода, разработанных для простых моделей. Как отмечают авторы (Блюмин и др., 2004), существенным недостатком интегрального метода являются трудности с получением формул расчета элементов факторной системы при работе с нестандартными моделями. Поэтому для проведения факторного анализа работы газовой скважины при нелинейном законе фильтрации целесообразным будет применение метода полных подстановок, достоинство которого заключаются в использовании единого подхода к анализу факторных моделей любого типа, в том числе сложных. Как показало сравнение результатов факторного анализа для случая притока газа при линейном законе фильтрации, метод полных постановок не уступает интегральному. Единственным недостатком этого метода является необходимость выполнения большого объема вычислительных процедур по перебору всевозможных вариантов подстановок, что в современных условиях реализовать достаточно просто.

Согласно алгоритму метода взвешенных конечных разностей, при рассмотрении факторной модели (29), имеющей 4 переменные $\Delta Q(P_{пл}, P_{заб}, A, B)$, количество комбинаций перестановок составит $n = 4! = 24$ варианта. Таким образом для получения конечных формул расчета величин факторного влияния необходимо вывести по 24 формулы для каждого фактора с последующим их суммированием и нахождением среднего значения. Учитывая достаточно объемный вид полученных формул для количественной оценки степени влияния факторов на отклонение дебита при нелинейном законе фильтрации газа, в качестве примера приведем одну из них – формулу расчета влияния пластового давления на изменение дебита газа:

$$\Delta Q_{P\text{пл}} = \frac{1}{24}\left[6\left(\frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_1\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_1} - \frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_1\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_1}\right)+\right.$$
$$+2\left(\frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_1\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_1} - \frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_1\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_1}\right)+$$
$$+2\left(\frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_1\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_1} - \frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_1\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_1}\right)+$$
$$+2\left(\frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_2\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_2} - \frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_1\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_1}\right)+$$
$$+2\left(\frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_1\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_1} - \frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_2\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_2}\right)+$$
$$+2\left(\frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_2\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_2} - \frac{-A_1+\sqrt{A_1^2+4B_2\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_2}\right)+$$
$$+2\left(\frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_2\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_2} - \frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_2\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}1}^2\right)}}{2B_2}\right)+$$
$$\left.+6\left(\frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_2\left(P_{\text{пл}2}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_2} - \frac{-A_2+\sqrt{A_2^2+4B_2\left(P_{\text{пл}1}^2-P_{\text{заб}2}^2\right)}}{2B_2}\right)\right] \quad (31)$$

Параметры работы скважины	Единицы измерения	№ скважины					
		Режим отбора газа			Режим закачки газа		
		1	2	3	1	2	3
Параметры работы скважин за 1 месяц анализируемого периода							
Дебит газа Q_1	тыс. м^3/сут	243,37	246,55	75,27	22,04	135,73	42,69
Пластовое давление $P_{пл1}$	МПа	6,14	6,13	6,14	7,13	7,64	7,68
Забойное давление $P_{заб1}$	МПа	5,52	5,43	5,84	7,40	8,06	7,86
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_1	10^{-2} МПа^2/тыс. м^3/сут	1,10	0,48	4,56	17,67	4,23	4,75
Коэффициент фильтрационных сопротивлений B_1	10^{-2} МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2	0,0076	0,0113	0,0028	0,00001	0,0046	0,025
Параметры работы скважин за текущий месяц анализируемого периода							
Дебит газа Q_2	тыс. м^3/сут	258,10	182,99	55,82	13,85	126,05	23,73
Пластовое давление, $P_{пл2}$	МПа	6,03	5,86	5,99	7,69	7,81	7,82
Забойное давление $P_{заб2}$	МПа	5,53	5,05	5,79	7,87	8,13	7,94
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_2	10^{-2} МПа^2/тыс. м^3/сут	0,50	0,65	4,14	18,56	4,05	7,51
Коэффициент фильтрационных сопротивлений B_2	10^{-2} МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2	0,0068	0,023	0,0003	0,079	0,0004	0,026
Изменение параметров работы скважин за рассматриваемый период							
Изменение дебита газа ΔQ	тыс. м^3/сут	14,73	-63,56	-19,45	-8,19	-9,68	-18,96
Изменение пластового давления $\Delta P_{пл}$	МПа	-0,11	-0,27	-0,15	0,56	0,17	0,14
Изменение забойного давления $\Delta P_{заб}$	МПа	0,01	-0,38	-0,05	0,47	0,07	0,10
Изменение коэффициента ΔA	10^{-2} МПа^2/тыс. м^3/сут	-0,6	0,17	-0,42	0,89	-0,18	2,76
Изменение коэффициента ΔB	10^{-2} МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2	-0,0008	0,011	-0,0025	0,079	-0,004	0,001

Табл. 5. Эксплуатационные параметры скважин ПХГ в цикле отбора при нелинейном законе фильтрации газа

Апробацию полученных рабочих формул для факторного анализа изменения дебита газа при нелинейном законе фильтрации газа, выполним по параметрам работы эксплуатационных скважин ПХГ в циклах отбора и закачки, представленных в таблице 5.

В таблице 6 и на рисунке 2 представлены результаты факторного анализа влияния отклонения пластового и забойного давлений, а также коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B на изменение дебита скважин ПХГ. Например, общее снижение дебита по эксплуатационной скважине № 2 в режиме отбора за анализируемый период составило 63,56 тыс. м^3/сут, при этом по предварительному анализу данное изменение дебита на качественном уровне можно объяснить падением $P_{пл}$ и ростом коэффициентов A и B. Вместе с тем факторный анализ позволяет выполнить количественную оценку влияния факторов на изменение дебита за счет каждого из них, а именно, снижению пластового давления на 0,27 МПа соответствует отклонение дебита на –44,67 тыс. м^3/сут, аналогично, снижению забойного давления на 0,38 МПа соответствует увеличение дебита на +55,53 тыс. м^3/сут, и за счет роста коэффициентов фильтрационного сопротивления доля потерь дебита по газу составляет: $\Delta Q_A = -5{,}14$ тыс. м^3/сут и $\Delta Q_B = -69{,}28$ тыс. м^3/сут.

Обсуждение результатов

Основным преимуществом факторного анализа является возможность количественной оценки степени влияния таких факторов, как изменение пластового и забойного давлений, коэффициентов фильтрационных сопротивлений на отклонение дебита скважины в отрицательную или положительную сторону. В следствие чего, методы факторного анализа нашли широкое применение при планировании ГТМ и подборе скважин-кандидатов на нефтяных месторождениях (Sitnikov et al., 2015; Oleynikov, Cherkovskiy, 2019; Наугольнов и др., 2019). В данном случае, при рассмотрении нефтяных скважин используется интегральный метод детерминированного факторного анализа, и уравнение притока нефти к скважине можно представить в виде простой мультипликативной трехфакторной модели.

Не менее актуальным является разработка аналогичных решений для газовых скважин, в том числе и на ПХГ. Учитывая специфические особенности эксплуатации скважин на ПХГ, оценка эффективности ГТМ в связи со скоротечностью технологических процессов может проводиться либо в рамках одного периода (отбор или закачка), либо сравнением текущего цикла с прошлогодними эксплуатационными параметрами. Применение мультипликативной трехфакторной модели, описывающей приток нефти к скважине для условий фильтрации газа по линейному закону, позволило по аналогии получить расчетные формулы для определения элементов структуры факторной системы.

Исследование применения методов факторного анализа для условий притока газа по нелинейному закону фильтрации показало, что уравнение вида (29) представляет сложную и нестандартную факторную модель, и применение готовых решений интегрального метода, разработанных для простых моделей, не представляется возможным. Готовые решения, полученные в статье методом полных подстановок, для проведения факторного анализа газовых скважин, особенно, при нелинейной фильтрации газа позволяют устранить частично данный пробел.

Анализ применимости полученных формул для проведения факторного анализа при фильтрации газа по линейному закону показал, что итоги проведения факторного анализа методом полных подстановок для кратной и мультипликативной моделей идентичны, а также совпадают с результатами, полученными для мультипликативной модели интегральным методом. Тем не менее, следует отметить, что црабочие формулы (20–22) расчета факторов влияния интегральным методом для комбинированной кратной модели (12) в своей структуре имеют множитель $1/(A_2 - A_1)$, поэтому условием применимости формул будет

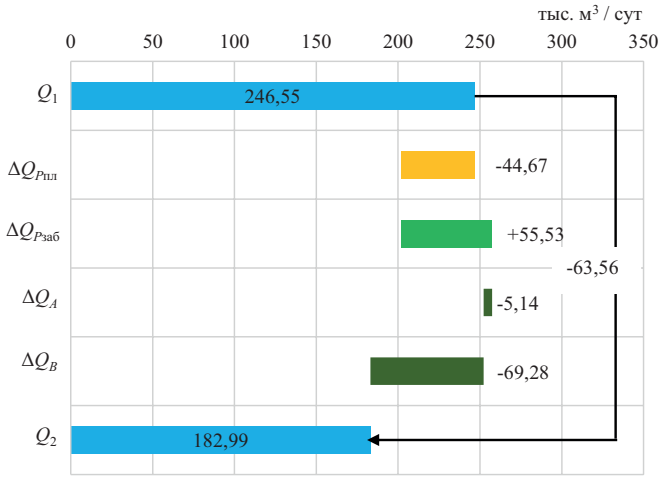


Рис. 2. Результаты апробации факторного анализа технологического режима работы скважины №2 при нелинейной фильтрации газа

№ скв.	Фактическое изменение дебита газа ΔQ, тыс. м^3/сут	Изменение дебита газа за счет пластового давления $\Delta Q_{Pпл}$ тыс. м^3/сут	Изменение дебита газа за счет забойного давления $\Delta Q_{Pзаб}$, тыс. м^3/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента А, ΔQ_A, тыс.м^3/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента В, ΔQ_B, тыс.м^3/сут	Суммарное изменение дебита газа за счет всех факторов $\Delta Q_{расч}$, тыс.м^3/сут
			Режим отбора газа			
1	14,73	-29,07	-1,51	34,10	11,21	14,73
2	-63,56	-44,67	55,53	-5,14	-69,28	-63,56
3	-19,45	-38,08	9,99	6,08	2,56	-19,45
			Режим закачки газа			
1	-8,19	-42,96	38,72	-0,69	-3,26	-8,19
2	-9,68	-54,34	24,02	4,89	15,75	-9,68
3	-18,96	-27,73	19,92	-10,98	-0,17	-18,96

Табл. 6. Изменение эксплуатационных параметров скважин ПХГ в цикле отбора при нелинейном законе фильтрации газа

$A_1 \neq A_2$. Что касается применения формул для факторного анализа при фильтрации газа по нелинейному закону, то в связи с наличием подкоренного выражения в формулах (30) при использовании метода полных подстановок условием применимости в цикле отбора газа будет неравенство $P_{пл2} > P_{заб1}$, а в случае проведения факторного анализа параметров скважин, работающих в цикле закачки требуется выполнения условия $P_{пл2} > P_{заб1}$.

Полученные в статье результаты показали, что существующие методические приемы по сравнению эксплуатационных параметров скважин за анализируемый период времени без использования методов факторного анализа не дают объективной оценки причин снижения/увеличения дебита скважины по динамике их изменения. Тем не менее, в настоящее время для сопоставления дебитов скважин на ПХГ применяются подходы с приведением параметров скважин к общим геолого-технологическим условиям на начальный или текущий периоды времени. Так, в работе (Свинцов и др., 2017) авторами рассматривается методика оценки эффективности ГТМ на скважинах ПХГ. В применении к рассматриваемому в настоящей работе анализу притока к газовой скважине указанная методика заключается в сравнении изменений параметров скважины за расчетный период путем фиксации пластового и забойного давлений на начальный период времени и определении приращения дебита за счет коэффициентов A и B. Следуя данному подходу и фиксируя каждый из влияющих на величину дебита параметров, можно определить приращение дебита скважины за счет каждого из факторов, что может рассматриваться как один из возможных вариантов подстановок переменных.

Используя данную методику, выполнены расчеты приращения дебитов за счет влияния каждого фактора. Результаты расчетов представлены в табл. 7. Сопоставление рассчитанных оценок, полученных с применением анализируемой методики и метода полных подстановок, приведено на рисунке 3. Как видно, полученные величины степени влияния факторов имеют достаточно близкие значения. Вместе с тем следует отметить, что при применении методики (Свинцов и др., 2017) суммарное изменение дебита газа за счет влияния всех факторов не равно фактическому изменению, тогда как факторный анализ методом полных подстановок позволяет оценить приращение дебита по всем возможным вариантам подстановок, при этом суммарное изменение дебита газа равно фактическому.

Заключение

В статье рассмотрены вопросы применения методов факторного анализа причин изменения параметров работы газовых скважин при линейном и нелинейном законах фильтрации газа. Для уравнения притока газа при нелинейном законе фильтрации, представляющего нестандартную факторную модель, выполнено обоснование и исследование метода полных подстановок, достоинством которого является возможность выработки решений для факторных моделей любого типа. С использованием методов детерминированного факторного анализа разработаны и апробированы алгоритмы для количественной оценки степени влияния коэффициентов фильтрационных сопротивлений, пластового и забойного давлений на отклонение дебита эксплуатационных скважин на газовых месторождениях или ПХГ.

Развитие инструментов факторного анализа параметров работы газовых скважин и их ранжирование по факторам на месторождениях и ПХГ способствуют решению ряда важнейших задач по управлению процессами добычи (закачки) газа и планированию ГТМ.

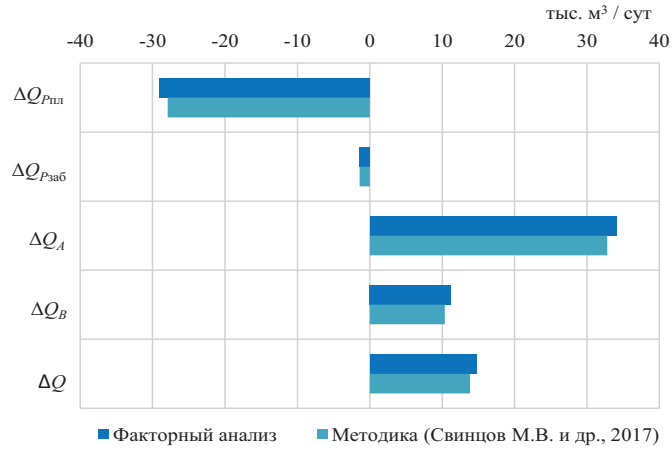


Рис. 3. Графическое сравнение результатов расчета изменения дебита скважины с использованием факторного анализа и методики (Свинцов и др., 2017)

Литература

Ахмедов К.С., Аршинова Н.М., Семеняк А.А. (2014). Методика планирования геолого-технических мероприятий на фонде скважин газовых месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 2, с. 18-23.

Баканов М.И., Шеремет А.Д. (2002). Теория экономического анализа. М: Финансы и статистика, 416 с.

Блюмин С.Л., Суханов В.Ф., Чеботарев С.В. (2004). Экономический факторный анализ. Липецк: ЛЭГИ, 148 с.

Васильев В. А., Гришин Д. В., Голод Г. С., Епишов А.П., Гунькина Т.А., Машков В.А. (2016). Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора. М: ТПС Принт, 264 с.

Вержбицкий В.В., Щекин А.И., Васильев В.А., Гунькина Т.А., Хандзель А.В. (2020). Проблемы повышения производительности скважин на подземных хранилищах газа. *Булатовские чтения*, т. 2, с. 98-102.

Методика расчета	Фактическое изменение дебита газа ΔQ, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет пластового давления $\Delta Q_{Pпл}$ тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет забойного давления $\Delta Q_{Pзаб}$, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента А, ΔQ_A, тыс.м³/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента В, ΔQ_B, тыс.м³/сут	Суммарное изменение дебита газа $\Delta Q_{расч}$, тыс.м³/сут	Отклонение суммарного изменения дебита газа от фактического значения $\Delta Q - \Delta Q_{расч}$, тыс.м³/сут
Факторный анализ	14,73	-29,07	-1,51	34,10	11,21	14,73	0,00
Методика (Свинцов М.В. и др., 2017)	14,73	-27,90	-1,39	32,80	10,34	13,86	0,87

Табл. 7. Результаты расчета приращений дебита с использованием факторного анализа и методики (Свинцов и др., 2017)

Гарайшин А.С., Григорьев А.В., Хан С.А., Ковалев А.А. (2015). Основные проблемы и пути решения интеллектуализации подземных хранилищ газа в России. *Вести газовой науки,* 3(23), с. 73-78.

Голопузов Е.Н., Шадринцев А.И. (2006). Факторный анализ и математическое обоснование в его реализации. *Экономический анализ: теория и практика*, 16(73), с. 19-28.

Голопузов Е.Н., Шадринцев А.И. (2006). Математическое обоснование при экономическом анализе дробных функций. *Экономический анализ: теория и практика*, 20(77), с. 44-54.

Еремин Н.А., Королёв М.А., Степанян А.А., Столяров В.Е. (2019) Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов. *Газовая промышленность*, 4, с. 108-119.

Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. (2019). Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей. *PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 1(11), с. 34-38. https://doi.org//10.24887/2587-7399-2019-1-34-38

Свинцов М.В., Беленко П.С., Хандзель А. В. (2017). Технология и методика оценки эффективности ремонта скважины подземного хранилища газа в режиме отбора газа с использованием промысловых данных. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: материалы всероссийской научно-практической конференции. Ставрополь: ТЭСЭРА, с. 283-289.

Толпаев В.А., Ахмедов К.С., Петросянц М.Т. (2017) Кластерный анализ скважинного фонда месторождения как методологическая основа планирования ГТМ. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 3, с. 26-35.

Трухаев Р.И., Горшков И.С. (1985). Факторный анализ в организационных системах. М: Радио и связь, 184 с.

Хан С.А., Шайхутдинов А.З., Чугунов А.В., Михайловский А.А. (2019). Актуальные направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах. *Вести газовой науки,* спецвыпуск, с. 30-37.

Friedel T., Voigt H.-D. (2006). Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54, pp. 112-128. https://doi.org//10.1016/j.petrol.2006.07.002

Li D., Engler T. W. (2001). Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. SPE 70015. https://doi.org//10.2118/70015-MS

Oleynikov V., Cherkovskiy N. (2019). Factor Analysis of Basic Production. V. Oleynikov. *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* SPE 196853, p. 13. https://doi.org//10.2118/196853-MS

Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Margarit A.S., Akhmetov A.V., Naugolnov M.V., Kozhevnikov E.A., Savelev O.Yu. (2015). Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE 176572, p.16. https://doi.org//10.2118/176572-MS

Сведения об авторах

Александр Иванович Щекин – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Вячеслав Владимирович Вержбицкий – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Татьяна Александровна Гунькина – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Александр Владиславович Хандзель – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Статья поступила в редакцию 04.02.2022;
Принята к публикации 04.04.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Factor analysis of gas wells' operating parameters

A.I. Shchekin, V.V. Verzhbitsky, T.A. Gunkina, A.V. Handzel*
North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation
Corresponding author: Alexander I. Shchekin, e-mail: ashchekin@ncfu.ru

Abstract. The paper discusses methodological approaches to the use of deterministic factor analysis for identifying the sources of changes in gas wells' parameters under steady-state gas inflow obeying linear and non-linear filtration laws. Factor analysis methods make it possible to quantify the degree of influence of individual factors on the deviation of the indicator under study. In accordance with the methodology of factor analysis, mathematical models of the factor system were substantiated for linear and non-linear gas filtration, a set of factors of influence was determined, and ready-made solutions for factor analysis of gas wells' operating parameters were obtained. In the paper, the method of weighted finite differences was substantiated and investigated with the aim of factor analyzing gas wells' mode of operation and obtaining formulas to calculate the increment in gas production caused by changes in factors. Approbation of working formulas for assessing the degree of influence of factors on either positive or negative deviations in the gas flow rate was carried out with respect to the parameters of the wells of underground gas storages in the cycles of withdrawal and injection. The obtained formulas for factor analysis of gas wells make it possible to quantify the influence of such factors as reservoir and bottomhole pressures, filtration resistance coefficients, on the deviation of gas flow rate. Further ranking of wells by factors constitutes the basis for managing gas withdrawal (injection) processes and for well interventions planning.

Keywords: factor analysis, gas wells, mode of operation, underground gas storage facility, well interventions

Recommended citation: Shchekin A.I., Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., HandzelA.V. (2022). Factor analysis of gas wells' operating parameters. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 139–148. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12

References

Akhmedov K.S., Arshinova N.M., Semenyak A.A. (2014). The method of planning geological-technical activities to be performed at the gas wells fund. *Neftepromyslovoe delo*, 2, pp. 18-23. (In Russ.)

Bakanov M.I., Sheremet A.D. (2002). Theory of economic analysis. Moscow: Finansy i statistika, 416 p. (In Russ.)

Blyumin S.L., Sukhanov V.F., Chebotarev S.V. (2004). Economic factor analysis. Lipetsk: LEGI, 148 p. (In Russ.)

Garayshin A.S., Grigor'ev A.V., Khan S.A., Kovalev A.A. (2015). The main problems and ways to solve the intellectualization of underground gas storage facilities in Russia. *Vesti gazovoy nauki*, 3(23), pp. 73-78. (In Russ.)

Golopuzov E.N., Shadrintsev A.I. (2006). Factor analysis and mathematical justification in its implementation. *Economic Analysis: Theory and Practice = Ekonomicheskiy analiz: teoriya i praktika*, 16(73), pp. 19-28. (In Russ.)

Golopuzov E.N., Shadrintsev A.I. (2006). Mathematical justification in the economic analysis of fractional functions. *Economic Analysis: Theory and Practice = Ekonomicheskiy analiz: teoriya i praktika*, 20(77), pp. 44-54. (In Russ.)

Eremin N.A., Korolev M.A., Stepanyan A.A., Stolyarov V.E. (2019). Features of the digital transformation of assets in the implementation of investment oil and gas projects. *Gazovaya promyshlennost'*,4, pp. 108-119. (In Russ.)

Friedel T., Voigt H.-D. (2006). Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54, pp. 112-128. https://doi.org//10.1016/j.petrol.2006.07.002

Khan S.A., Shaykhutdinov A.Z., Chugunov A.V., Mikhaylovskiy A.A. (2019). Actual directions of scientific research in the field of gas storage technologies in reservoirs. *Vesti gazovoy nauki*, special issue, pp. 30-37. (In Russ.)

Li D., Engler T. W. (2001). Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. SPE 70015. https://doi.org//10.2118/70015-MS

Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. (2019). Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. PRONEFT', 1(11), pp. 34-38. https://doi.org//10.24887/2587-7399-2019-1-34-38 (In Russ.)

Oleynikov V., Cherkovskiy N. (2019). Factor Analysis of Basic Production. V. Oleynikov. *SPE Russian Petroleum Technology Conference.* SPE 196853, p. 13. https://doi.org//10.2118/196853-MS

Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Margarit A.S., Akhmetov A.V., Naugolnov M.V., Kozhevnikov E.A., Savelev O.Yu. (2015). Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE 176572, p. 16. https://doi.org//10.2118/176572-MS

Svintsov M.V., Belenko P.S., Khandzel' A. V. (2017). Technology and methodology for evaluating the efficiency of repairing a well of an underground gas storage facility in the gas withdrawal mode using field data. *Proc. All-Russ. sci. and pract. conf.: Innovative technologies in the oil and gas industry*. Stavropol: TESERA, pp. 283-289. (In Russ.)

Tolpaev V.A, Akhmedov K.S., Petrosyants M.T. (2017). Cluster analysis of a field gas wells as a methodological basis of planning geological-technological measures (gtm). *Automation, telemechanization and communication in oll industry = Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 3, pp. 26-35. (In Russ.)

Trukhaev R.I., Gorshkov I.S. (1985). Factor analysis in organizational systems. Moscow: *Radio i svyaz*, 184 p. (In Russ.)

Vasiliev V. A., Grishin D. V., Golod G. S., Epishov A.P., Gunkina T.A., Mashkov V.A. (2016). Theory and practice of operation of underground gas storage facilities in conditions of reservoir failure. Moscow: TPS Print, 264 p. (In Russ.)

Verzhbitskiy V.V., Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Gunkina T.A., Khandzel A.V. (2020). Problems of improving the productivity of wells in underground gas storages. *Bulatov Readings*, vol. 2, pp. 98-102. (In Russ.)

About the authors

Alexander I. Shchekin – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Vyacheslav V. Verzhbitsky – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

*Tatiana A. Gunkin*a – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Alexander V. Handzel – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Manuscript received 4 February 2022;
Accepted 4 April 2022; Published 30 September 2022

ОБЗОРНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13

УДК 553.982

Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи

Ч.А. Гарифуллина[1], Т.Ф. Халиуллин[1], И.М. Индрупский[2], И.В. Валиуллин[1], А.А. Залятдинов[1], Е.А. Бурлуцкий[1], Р.Х. Садреева[1], Р.Р. Афлятунов[3], И.Х. Кашапов[3]*

[1]*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*

[2]*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

[3]*ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

Сокращение вредного влияния промышленных выбросов в атмосферу и продление периода использования ископаемого топлива на сегодняшний день являются важными вопросами топливно-энергетического комплекса. В связи с данной проблемой закачка дымовых газов в месторождения нефти для повышения нефтеотдачи может рассматриваться как экологически безопасный и экономически рациональный способ сокращения выбросов и полезного использования парниковых газов.

Для закачки в пласт могут использоваться дымовые газы, образующиеся на электростанциях или в других промышленных процессах, связанных со сжиганием ископаемого топлива – природного газа, мазута, угля и др. Для эффективного вытеснения нефти с использованием дымовых газов важно учитывать множество факторов: влияние состава дымовых газов и состава нефти, условия смесимости, режимы закачки и т.д.

В статье проанализирован мировой лабораторный и промышленный опыт исследований эффективности вытеснения нефти с использованием дымовых газов. Сделаны выводы об оптимальных критериях осуществления процесса, и обозначены дальнейшие пути развития исследований, с учетом условий возможного применения в Республике Татарстан.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, дымовые газы, углекислый газ, вытеснение нефти, давление смесимости

Для цитирования: Гарифуллина Ч.А., Халиуллин Т.Ф., Индрупский И.М., Валиуллин И.В., Залятдинов А.А., Бурлуцкий Е.А., Садреева Р.Х., Афлятунов Р.Р., Кашапов И.Х. (2022). Опыт исследования и применения закачки дымовых газов для повышения нефтеотдачи. *Георесурсы*, 24(3), с. 149–163. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13

Лабораторные эксперименты по закачке дымовых газов на месторождениях легкой нефти

Дымовые газы, являясь продуктом сгорания топлива в воздухе, могут образовываться как результат самовоспламенения нефти, когда воздух нагнетается в пласт с легкой нефтью (термогазовый метод). Также можно использовать для закачки в пласт дымовые газы, образующиеся в результате сжигания природного газа, мазута или угля на электростанциях, либо в других процессах, в которых сжигается ископаемое топливо.

Дымовые газы при высоких давлениях обеспечивают многоконтактное смешивающееся вытеснение с легкими нефтями. Они подходят для эффективного вытеснения легкой нефти с плотностью менее 830 кг/м^3 при условии, что пластовое давление выше минимального давления смесимости, и что пластовая нефть содержит высокую концентрацию промежуточных углеводородных компонентов.

В зависимости от исходного топлива, в составе дымовых газов типично содержится до 70–80 % азота и 8–15 % углекислого газа. Также может присутствовать до 20 % паров воды, оксиды азота, угарный газ и др. компоненты, содержание которых не является определяющим для вытесняющих свойств дымовых газов, но его необходимо учитывать при расчете технологических процессов подготовки газа к нагнетанию. В дальнейшем обзоре основной акцент делается на процессах взаимодействия нефти и дымового газа в пласте, поэтому преимущественное внимание уделяется концентрациям азота и углекислого газа.

Вытеснение легкой нефти дымовым газом происходит за счет массопереноса промежуточных углеводородных компонентов из нефти в закачиваемый газ с последующей конденсацией промежуточных продуктов с более высокой молекулярной массой обратно в жидкую фазу из обогащенной газовой фазы. Массообмен реализуется посредством многоконтактного процесса, включающего комбинированный механизм парообразования-конденсации при закачке газа. Снижение межфазного натяжения и возможность достичь вытеснения, близкого к смешивающемуся, в значительной степени способствуют извлечению легкой нефти из залежи.

Достаточно полное представление об особенностях влияния состава дымовых газов на нефтеотдачу для залежей легкой нефти дают результаты экспериментальных и численных исследований, изложенные в работе (Shokoya et al., 2005). Эксперименты проводились с использованием PVT установки и фильтрационной установки. Использовалась керновая модель песчаника Береа

* Ответственный автор: Илья Михайлович Индрупский
e-mail: i-ind@ipng.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

длиной 2,44 м и диаметром 5,08 см с созданием давления обжима. В работе изучался процесс вытеснения двух рекомбинированных проб нефти различного состава тремя образцами дымовых газов, различающихся содержанием азота и углекислого газа.

Обе пробы нефти имели одинаковое содержание ароматических углеводородов (УВ), но заметно различались по содержанию парафиновых и нафтеновых УВ. Проба А содержала большую долю углеводородных компонентов в диапазоне от С5 до С35, чем проба В. При комнатной температуре проба В представляла собой темную, слегка летучую, свободно текучую жидкость, в то время как проба А представляла собой высокопарафинистую нефть. То есть проба нефти А не могла свободно течь, если не подвергать ее воздействию температур выше 40°С.

Составы дымовых газов приведены в таблице 1.

Дымовой газ-1 представлял собой типичный газ, получаемый при сжигании углеводородов на воздухе. Дымовой газ-2 может образовываться в том случае, если углеводороды сжигаются в присутствии воздуха, обогащенного кислородом. Третий газ – азот, использовался для понимания и количественной оценки вклада CO_2 как компонента дымового газа в извлечение нефти из керна, т.к. именно азот составляет значительную часть дымовых газов.

	Азот (%)	CO_2 (%)	CO (%)
Азот	100,0	-	-
Дымовой газ-1	83,0	16,0	1,0
Дымовой газ-2	69,0	30,0	1,0

Табл. 1. Состав дымовых газов (Shokoya et al., 2005)

На рисунке 1 представлены полученные в работе (Shokoya et al., 2005) результаты экспериментов по вытеснению для проб нефти А и В и составов газа из таблицы 1. По результатам лабораторных экспериментов на керне и моделирования закачки дымовых газов для увеличения извлечения легких нефтей сделаны следующие основные выводы.

1) Извлечение легкой нефти увеличивается с увеличением пластового давления при вытеснении дымовыми газами, что связано с повышением растворимости газовых компонентов в нефти и сокращением переходной зоны многоконтактного смешивания.

2) Извлечение нефти увеличивается с увеличением содержания CO_2 в закачиваемом дымовом газе.

3) Вытеснение при закачке дымовых газов эффективнее для нефтей с пониженным содержанием парафинов и повышенным содержанием нафтенов.

4) При проектировании вытеснения дымовыми газами для увеличения нефтеотдачи рекомендуется оценивать критерии, которые могут указывать на экономическую целесообразность прекращения закачки. Один из таких критериев – это объем извлеченной нефти на момент прорыва газа к добывающим скважинам. В момент прорыва газа процесс может быть остановлен, если это экономически оправдано, в том числе за счет исключения необходимости очищать и рециркулировать газ. В таком случае CO_2 в составе дымовых газов остается захороненным в пласте.

В связи с последним выводом интересна также работа (Trivedi, Babadagli, 2005), в которой представлены результаты подробного численного моделирования и

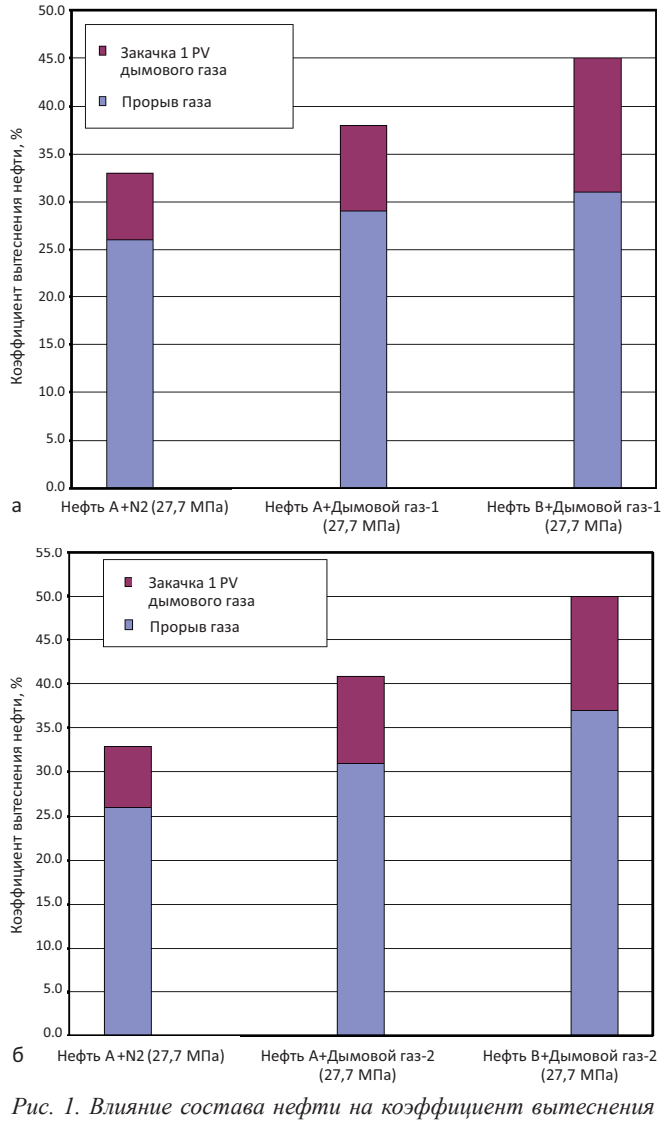


Рис. 1. Влияние состава нефти на коэффициент вытеснения при использовании дымового газа 1 (а) или 2 (б) (Shokoya et al., 2005) (PV – поровый объем)

экономического анализа процесса закачки CO_2 и дымовых газов для повышения нефтеотдачи и захоронения в пласте, содержащем залежь легкой нефти. Определены точки, в которых процесс нагнетания в пласт оказывается нерентабельным из-за снижения добычи нефти, что позволяет оптимизировать экономику проекта для различных схем закачки. Свойства исследуемых коллекторов и флюидов приведены в таблице 2.

С помощью численного моделирования рассмотрено множество сценариев закачки CO_2 в заводненный нефтяной пласт. Давление выше, чем минимальное давление смесимости, обеспечивало преимущества в объеме захоронения CO_2 и потенциале извлечения нефти. В случае закачки дымовых газов количество захороненного CO_2 не зависело от давления в долгосрочной перспективе, в то время как накопленная добыча нефти на момент достижения заданного ограничения по газовому фактору снижалась с увеличением давления. Это объяснялось усилением негативного влияния прорывов газа при несмешивающемся режиме вытеснения.

Проблема закачки дымовых газов в истощенную залежь маловязкой нефти (менее 5 сП) для подземного захоронения парниковых газов и одновременного повышения

Пористость	30%
Глубина пласта	5200 фт. (1585 м)
Толщина пласта	460 фт. (140 м)
Температура	110°F (43,3°C)
Размерность сетки	21×21×3
Размеры ячеек сетки	ΔX= 150фт. (45,72 м) ΔY= 150фт. (45,72 м) ΔZ= 250, 125, 85 фт (76,2 м, 38,1 м, 25,9 м)
Проницаемость	слой 1 (x/y/z) 200/200/25 мД слой 2 (x/y/z) 50/50/50 мД слой 3 (x/y/z) 500/500/50 мД
Плотность нефти	30°API (875 кг/м^3)
Минимальное давление смесимости с CO_2	~1500 psi (~10,3 МПа)
Вязкость нефти	1,5 сП

Табл. 2. Свойства пласта и флюидов, использованные в моделировании (Trivedi, Babadagli, 2005)

нефтеотдачи рассматривалась также в работе (Лихачёва и др., 2020). Авторами на модифицированной фильтрационной установке УИК-5 были выполнены эксперименты по вытеснению нефти водогазовыми смесями (ВГС) на основе следующих газов: дымового газа (11 % объемных CO_2, 89 % N_2), обогащенного дымового газа (46–71 % CO_2, 54–29 % N_2) и чистого азота. Эксперименты включали начальный этап заводнения для создания остаточной нефтенасыщенности, с дальнейшей последовательной закачкой ВГС, воды и газа для довытеснения нефти. Авторы не приводят конкретные термобарические условия, при которых выполнялись эксперименты, но указывают в качестве объекта исследований девонский коллектор Сергеевского месторождения (Республика Башкортостан), что предполагает температуру около 40°C и давление около 20 МПа.

По итогам экспериментов ВГС с инертными газовыми агентами (азот или необогащенный дымовой газ) показали низкую нефтевытесняющую способность в условиях высокопроницаемой пористой среды с маловязкой остаточной нефтью. Значительное повышение эффективности воздействия отмечено при увеличении содержания CO_2 в газе до 46 %, а наибольший эффект достигнут при использовании газовой смеси с концентрацией CO_2, равной 71 % (рис. 2), что при принятых давлении и температуре соответствовало

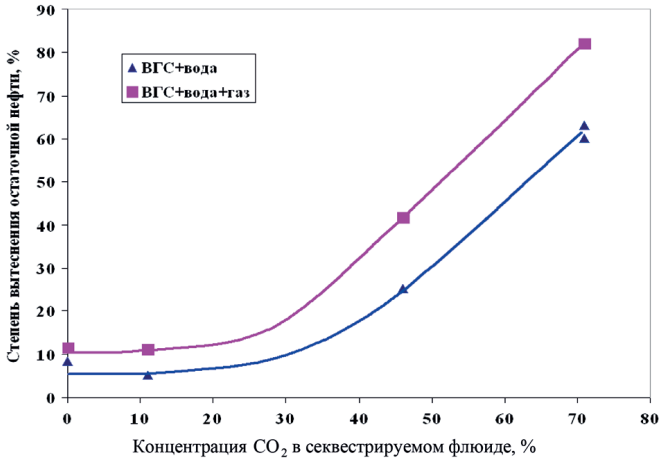


Рис. 2. Зависимость нефтевытесняющих характеристик ВГС и газа от содержания CO_2 в газе (Лихачёва и др., 2020)

вытеснению в режиме смесимости нефти и газового агента с конечной нефтенасыщенностью около 6 %.

Авторы отмечают, что для недопущения снижения приемистости нагнетательных скважин необходимо, чтобы значения фильтрационного сопротивления для ВГС были близки к значениям для воды. Это условие выполнялось в экспериментах при содержании CO_2 в газе 11–46 %. При концентрации CO_2 в газе, равной 71 %, фильтрационное сопротивление для ВГС оказалось в 2,14 раза выше, чем для воды. Таким образом, сделан вывод, что для закачки в нагнетательные скважины с пониженной приемистостью наиболее подходят ВГС на основе газов с содержанием CO_2 не более 50 % и не менее 10–15 %.

Отметим, что полученные в работе (Лихачёва и др., 2020) выводы о диапазоне эффективных концентраций CO_2 в газе справедливы для конкретных термобарических условий и состава пластовой нефти.

Интересные результаты в отношении возможной эффективности воздействия дымовыми газами на легкую нефть получены в работе (Ahmadi et al., 2015), которая также отражена в обзоре (Горбылёва, 2021).

Объектом исследования является залежь месторождения Fahliyan на юго-западе Ирана. Плотность дегазированной нефти составляет 835 кг/м^3 (38° API), вязкость пластовой нефти – около 0,2 сП, при пластовой температуре – 142°C (288°F), давлении насыщения – около 26,2 МПа (3800 psi) и начальном давлении – около 65,5 МПа (9500 psi).

Авторами выполнено сравнительное численное моделирование газового воздействия с применением обратной закачки добываемого попутного нефтяного газа, а также дымового газа (86,97 % N_2, 12,96 % CO_2, 0,058 % H_2S), чистого CO_2 или чистого N_2. Предполагалось, что дымовой газ получается путем сжигания добываемого попутного газа, а углекислый газ и азот – путем выделения из дымового газа. Это предопределило 14-кратное превышение потенциально доступных объемов дымового газа над объемами попутного газа, более чем 3-кратное – над объемами азота, и почти 20-кратное – над объемами CO_2. Как следствие, сжигание только 40 % попутного газа обеспечивает достаточное количество дымового газа для полной загрузки предполагаемых нагнетательных мощностей, а объемы закачки остаются выше, чем по попутному газу или CO_2, более чем в 5 и 7 раз, соответственно. За счет высоких термобарических условий режим смесимости реализуется при закачке не только CO_2, но и дымового газа.

Итогом совокупного действия перечисленных факторов является наилучшая эффективность варианта закачки дымового газа как по поддержанию пластового давления, так и по накопленной добыче нефти и интегральным экономическим показателям. Прирост нефтеотдачи за счет закачки дымового газа оценен в 11 % против 5 % при закачке попутного газа или CO_2 и 9,7 % при закачке азота.

Тем не менее, необходимо учитывать, что полученные в работе (Ahmadi et al., 2015) оценки основаны только на результатах численного моделирования.

Лабораторные эксперименты и моделирование закачки дымовых газов на месторождениях тяжелой нефти

Влияние состава дымовых газов и состава нефти на нефтеотдачу для залежей тяжелых нефтей показывают

результаты работы (Rivera et al., 2010). В работе оценен эффект от закачки дымовых газов нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) Барранкабермеха на извлечение нефти из пласта песчаника на месторождении Лланито, Колумбия. Помимо увеличения коэффициента извлечения, исследование было направлено на сокращение выбросов дымовых газов и, как следствие, на улучшение состояния окружающей среды.

Для отобранных проб пластовой жидкости был проведен PVT анализ, а также выполнены несколько экспериментов по вытеснению. Исследовано взаимодействие между дымовыми газами и нефтью в пластовых условиях, оценено взаимодействие между пластовыми флюидами и пористой средой, определен оптимальный механизм закачки дымовых газов для увеличения нефтеотдачи из песчаников B месторождения Лланито. Оценен объем дымовых газов, генерируемый на НПЗ.

Отбор проб жидкости проводился как в пластовых, так и в поверхностных условиях, включая глубинную пробу нефти из недавно пробуренной скважины, в которой еще не производилось дренирование пласта. Т.е. эта проба соответствовала начальным условиям пласта на момент отбора.

Исследование взаимодействия флюид-флюид включало в себя традиционный PVT-анализ и специальный PVT-анализ пробы нефти и смеси дымовых газов при различных давлениях насыщения этой смеси (swelling test). Оценка эффективности вытеснения выполнялась для различных режимов закачки дымового газа и возможных комбинаций процессов с непрерывной закачкой: непрерывная закачка при постоянном давлении и расходе, закачка оторочки дымового газа с последующей непрерывной закачкой воды и водогазовое воздействие с попеременной закачкой воды и газа (ВГВ, WAG).

Параметры флюидов: средняя плотность пластовой нефти – 21°API (928 кг/м^3), минерализация воды по хлоридам – 28 г/л. Песчаники B и C залегают в третичных отложениях Mugrosa. Начальное пластовое давление – 16,4 МПа для зоны (пласта) B и 19,1 МПа для зоны C. 56 % добычи приходится на зону B. В таблице 3 представлены свойства продуктивных пластов месторождения, в таблице 4 – свойства флюидов.

В 2009 году компания Ecopetrol-ICP на НПЗ Барранкабермеха выполнила 115 мониторинговых измерений с помощью прибора MADUR GA 21 и газовую хроматографию для 52 образцов. Получен следующий средний состав дымовых газов: CO_2 = 14,98 %, N_2 = 80,10 %, O_2 = 3,27 %, CH_4 = 0,06 %, CO = 1,68 %.

В рамках экспериментов по оценке эффективности вытеснения для определения оптимальной схемы сравнивались различные варианты закачки дымовых газов в песчаник B месторождения Лланито. Сравнительный анализ наиболее эффективных вариантов показан в таблице 5 и на рисунке 3.

В целом результаты работы (Rivera et al., 2010) позволяют сформулировать следующие выводы.

1. Процессы, включающие закачку оторочки дымового газа с переходом к заводнению и чередование закачки оторочек газа/воды, позволяют оптимизировать закачку газа и добиться более высокого коэффициента вытеснения.

2. Лучшей схемой закачки с использованием дымового газа для данного объекта оказался процесс попеременной закачки оторочек дымовой газ/вода с соотношением 1:1 до накопленной закачки 0,3 п.о. газа с последующим переходом к заводнению при давлении P = 30 МПа (4350 psi).

3. На разных стадиях вытеснения отличается относительная эффективность разных схем закачки.

При заводнении к моменту закачки 0,4 п.о. воды достигается 48,8 % от итогового коэффициента вытеснения. Закачка оторочки дымового газа в 0,3 п.о. с последующим непрерывным заводнением при постоянном давлении 31,2 МПа более эффективна до момента общей закачки 0,4 п.о. К этому моменту обеспечивается 63 % от итогового объема вытесненной нефти. Однако после прорыва газа процесс неэффективен.

Процесс попеременной закачки дымового газа/воды в соотношении 1:1 до 0,3 п.о. газа с последующим

Параметр	Месторождение			
	Зона A	Зона B	Зона C	Зона D
Средняя глубина залегания, м	1219,2	1584,96	1889,76	2133,6
Средняя толщина пласта, м	7,92	15,24	12,19	5,49
Средняя пористость, %	24	21	20	18
Средняя проницаемость, мД	480	340	240	160
Остаточная водонасыщенность, %	42	51	46	47
Режим работы залежи	Газонапорный	Газонапорный + водонапорный		
Тип нефти	Нафтеновая			

Табл. 3. Свойства продуктивных пластов месторождения Лланито (Rivera et al., 2010)

Параметр	Месторождение			
	Зона A	Зона B	Зона C	Зона D
Плотность, кг/м^3	944,0	934	921,8	910
Вязкость, сП	50	19,4	12,1	5
Объемный коэффициент при начальном давлении, м^3/м^3	1,058	1,094	1,105	1,2
Объемный коэффициент при давлении насыщения, м^3/м^3	1,061	1,094	1,09	1,206
Газосодержание, м^3/м^3	26,7	89	71,2	106,9
Давление насыщения, МПа	10,9	14,8	15,2	19,7

Табл. 4. Свойства пластовых нефтей месторождения Лланито (Rivera et al., 2010)

Эксперимент	Коэффициент вытеснения нефти на момент прорыва газа, %	Итоговый коэффициент вытеснения нефти, %	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.
Непрерывное заводнение	37,5	41,2	0,26
Закачка 0,3 п.о. (объема пор) оторочки газа с последующей непрерывной закачкой воды P = 32 МПа	38,75	39,7	0,28
Закачка 0,3 п.о. оторочки газа с последующей непрерывной закачкой воды P = 24,5 МПа	35,42	40,05	0,27
Попеременное водогазовое воздействие (газ/вода) (1:1) P = 29,6 МПа	35,44	38,56	0,29

Табл. 5. Наиболее эффективные варианты закачки дымовых газов (Rivera et al., 2010)

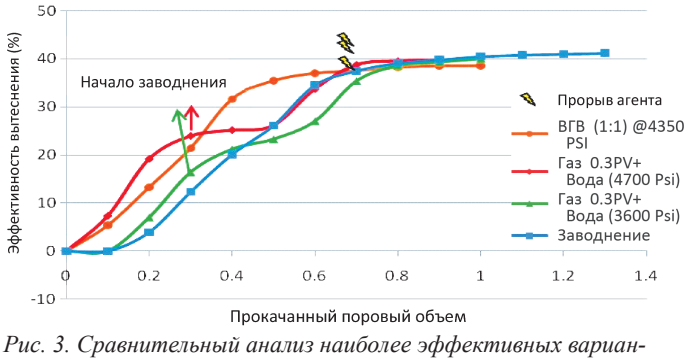


Рис. 3. Сравнительный анализ наиболее эффективных вариантов закачки (Rivera et al., 2010) (PV – поровый объем)

непрерывным заводнением при постоянном давлении 29,6 МПа показал хорошие результаты до общей закачки 0,6 п.о. В этот момент коэффициент вытеснения составлял 37 %, что эквивалентно 96 % от итогового вытеснения для этого процесса.

При заводнении на момент закачки 0,6 п.о. был получен коэффициент вытеснения 34,5 %, что эквивалентно 83,7 % от итогового.

В целом чередование воды и газа 1:1 более эффективно, чем заводнение, до закачки первых 0,7 п.о., а к моменту закачки 1 п.о. эффективность этих процессов практически одинакова.

4. В экспериментах на взаимодействие флюидов было замечено, что экспериментальное поведение плотности и вязкости смеси пластовой нефти и дымовых газов не соответствуют ожидаемому – в процессе закачки газа ожидалось снижение плотности и вязкости флюида, чего не наблюдалось в действительности. Кроме того, жидкость не оставалась однородной во время процесса, что типично для процессов осаждения асфальтенов.

Взаимодействие нефти с дымовым газом повышает давление начала осаждения асфальтенов. Для анализируемой глубинной пробы нефти осаждение асфальтенов отмечалось при 21,1 МПа (3100 psi) и температуре 62,78°C (145°F). Для глубинной пробы нефти с добавлением дымовых газов в концентрации 13,3 % осаждение асфальтенов начиналось уже при 32,6 МПа для той же температуры 62,78°C (145°F).

В статье (Dong, Huang, 2002) авторы исследовали закачку дымовых газов при извлечении тяжелой нефти для изучения влияния скорости вытеснения, режима вытеснения (вертикальное сверху вниз, вертикальное снизу-вверх, горизонтальное) и размера оторочки. Также исследовалось формирование в керне свободного газа в процессе закачки дымовых газов. Проведено девять экспериментов на физической модели. Использовались образцы песчаника месторождения Senlac провинции Saskatchewan (Канада), насыщенные нефтью того же месторождения.

Проведено три эксперимента для определения эффективности вытеснения для горизонтального, вертикального нисходящего и вертикально восходящего режимов закачки. В этих экспериментах оторочка дымового газа (приблизительно 0,4 объема пор) закачивалась в обводненную песчаную модель, за которой следовали продолжительное заводнение и истощение модели. Заводнение, первоначальное и повторное, проводилось при горизонтальном положении модели. Только на этапе закачки газа ориентация модели изменялась, чтобы отразить моделируемый режим закачки. Такая процедура была использована, чтобы попытаться достичь близкой остаточной нефтенасыщенности перед закачкой газа в этих экспериментах.

Результаты исследований показали, что схема закачки газа в пласт сверху вниз оценивается как наиболее эффективная. В этом случае нагнетаемый газ дольше всего остается в контакте с нефтью. Предполагается, что диоксид углерода, присутствующий в дымовых газах, вызовет при этом максимально возможное снижение вязкости и набухание нефти. Как следствие, среди трех исследованных схем закачки данный режим показывает наибольшую эффективность вытеснения на стадиях нагнетания газа и последующего заводнения. Добыча нефти во время стадии итогового истощения также была высокой из-за повышенного растворения газа во время закачки газа и большего объема защемленного свободного газа во время повторного заводнения.

Обратная ситуация имеет место для газа, как фазы с низкой плотностью, при его закачке снизу вверх в песчаную модель. При такой схеме газ быстро перемещается вверх по каналам с наименьшим сопротивлением течению. Горизонтальная закачка газа представляет промежуточную ситуацию с ожидаемой средней эффективностью вытеснения нефти. Однако из-за большой разницы между остаточной нефтенасыщенностью после первоначального заводнения в разных экспериментах эти тенденции не удалось полностью зафиксировать по результатам физического моделирования.

Также проведено три эксперимента для определения влияния размера оторочки дымового газа на нефтеотдачу. Во всех трех экспериментах условия были одинаковыми, за исключением размера оторочки дымового газа. Объемы оторочки составляли 0,1, 0,6 и 1,0 от объема пор (рис. 4). Авторы отмечают, что исходя из динамик извлечения нефти можно ожидать, что использование оторочки небольшого объема может обеспечить относительно более рентабельную добычу нефти. Однако оптимальный

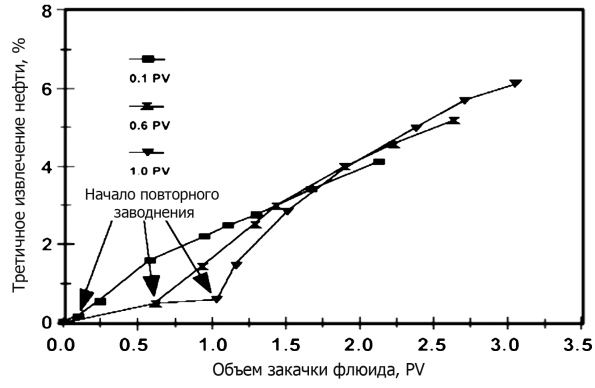


Рис. 4. Влияние размера оторочки газа на извлечение нефти из модели пласта при закачке газа и последующем заводнении (PV – поровый объем) (Dong, Huang, 2002)

размер оторочки требует уточнения с помощью численного моделирования.

В целом в исследованиях (Dong, Huang, 2002) выявлено, что закачка газа вертикально вниз является наиболее эффективной стратегией вытеснения, а закачка вертикально вверх – наименее эффективной. Горизонтальная закачка дымовых газов представляет собой промежуточную ситуацию. Также закачка дымового газа с низкой скоростью оценивается как более эффективная, чем закачка с повышенным темпом.

В работе (Wang et al., 2021) выполнялось исследование закачки дымовых газов в форме водогазового воздействия (ВГВ) для увеличения нефтеотдачи и многокомпонентного захоронения дымовых газов в пласте после заводнения. Авторы экспериментально показали, что извлечение нефти из керновой модели (коэффициент вытеснения) при применении водогазового воздействия с дымовыми газами было увеличено на 21,25 % после предшествующего непрерывного заводнения, при этом отмечалось значительное снижение обводненности. Результаты расчета емкости хранения каждого компонента дымовых газов показали, что захоранивается в коллекторе около 16 % от закачанного объема дымовых газов, в основном – N_2 и CO_2. При этом в пласте в свободной газовой фазе остается только азот, а углекислый газ и другие газы растворяются в пластовых флюидах (нефти и воде). Предложены стратегии закачки, целесообразные, соответственно, для хранения дымовых газов, увеличения нефтеотдачи и комбинации хранения дымовых газов и повышения нефтеотдачи.

Для исследования использовались образцы из скважины H18 с месторождения Карамай (Китай). Модель пласта представляла собой колонку из 14 керновых образцов (8 из них являлись песчаником, остальные конгломераты), общая длина которой составила 90,55 см. Средняя проницаемость колонки – 348,12 мД, объем пор (PV) и объем углеводородов в порах (HCPV) – 232,9 и 137 см^3, соответственно.

Эксперимент проводился при пластовых условиях: температура – 42°C, давление – 8 МПа, перепад между горным и поровым давлением – 5 МПа. Использована рекомбинированная модель пластовой нефти с содержанием компонентов C11+ 39 мол. % и начальным газосодержанием – 37 м^3/м^3. Дымовой газ состоял из около 83,9 % N_2, 14,7 % CO_2, а также небольших долей CO, кислорода, метана, водорода.

Последовательность операций состояла в следующем.

• Керновую модель насыщали пластовой водой из скважины.

• Далее через модель прокачивали нефть до тех пор, пока в сепараторе не переставал увеличиваться уровень воды.

• Производилось заводнение модели до достижения 100 % обводненности (прекращения выхода нефти).

• Далее выполнялось ВГВ с размером оторочки 0,1 HCPV до тех пор, пока не прекратится прирост объема нефтяной фазы в сепараторе на выходе модели; при этом объем закачки дымового газа составил 1,4 HCPV. Объем закачанной воды, дымового газа и добываемых флюидов (нефть, газ, вода) регистрировали после закачки каждых 0,1 HCPV флюида.

В результате экспериментов авторы смогли определить момент прорыва дымовых газов и объем активной зоны для их хранения. Целесообразный объем закачки дымовых газов для получения максимальной емкости их хранения при сохранении достаточно высокого коэффициента извлечения нефти в процессе ВГВ составил 0,7 HCPV. Соответствующий коэффициент извлечения (вытеснения) нефти – 62,78 %.

Эксперименты по гравитационному дренированию при закачке дымовых газов

В работе (Al Riyami, 2017) представлены результаты трех экспериментов по гравитационному дренированию (вытеснению сверху вниз) при закачке дымовых газов при давлениях 3,4 МПа, 6,9 МПа и 13,8 МПа на образцах песчаника Береа. В качестве модели нефти использовался декан (н-C10). Во всех экспериментах имело место несмешивающееся вытеснение. Закачка газа производилась в режиме третичного метода после заводнения. Результаты с дымовым газом сравнивались с результатами, полученными для азота и углекислого газа.

На рисунке 5 сопоставлены результаты для трех рассмотренных значений давления.

Из экспериментов получены следующие выводы.

1. Закачка дымовых газов в третичном режиме наиболее эффективна при 13,8 МПа, как можно увидеть на рисунке 5, что объясняется ростом растворимости и снижением поверхностного натяжения в сравнении с меньшими давлениями.

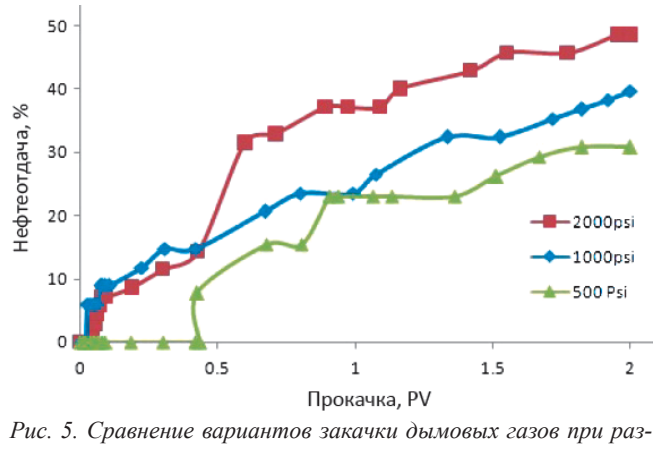


Рис. 5. Сравнение вариантов закачки дымовых газов при различных давлениях (2000 psi = 13,8 МПа, 1000 psi = 6,9 МПа, 500 psi = 3,4 МПа) (Al Riyami, 2017) (PV – поровый объем)

2. Эффективность вытеснения нефти разными газами в режиме третичного гравитационного дренирования различна.

Вытеснение при закачке дымовых газов эффективнее, чем при закачке азота. Это можно объяснить тем, что поверхностное натяжение в системе дымовой газ-декан меньше, чем поверхностное натяжение в системе азот-декан, что ведет к снижению остаточной нефтенасыщенности.

При низком давлении (3,4 МПа) доизвлечение нефти при закачке CO_2 и азота начинается раньше, чем при закачке дымовых газов. Доизвлечение нефти при закачке дымовых газов отмечалось после закачки 0,4 поровых объемов. С ростом давления доизвлечение нефти начинается при меньших объемах закачки газа.

При высоких давлениях вытеснение декана углекислым газом становится смешивающимся, коэффициент вытеснения достигает почти 100 %. Дымовой газ по эффективности проигрывает CO_2, но опережает азот.

Эксперименты по закачке дымовых газов совместно с паром для вытеснения тяжелых нефтей

В статье (Monte-Mor et al., 2013) исследовали эффективность закачки пара в сочетании с дымовым газом в лабораторных условиях для извлечения тяжелой нефти 16,14°API (плотность – 958 кг/м^3, вязкость – 747 сП до 51°C) из бассейна Потигуар на северо-востоке Бразилии. Модель коллектора в исходном состоянии представляла собой смесь песка, воды и дегазированной нефти с предварительно рассчитанным количеством каждого компонента (табл. 6).

На рисунке 6 показано нормализованное распределение алканов в дегазированной нефти, полученное по данным хроматографии. Можно отметить отсутствие легких углеводородов (от C1 до C7) и присутствие C14 и C17 в концентрациях выше 40 мг/кг, что дополнительно характеризует нефть как тяжелую.

В таблице 7 представлены накопленная добыча нефти, паронефтяное отношение и коэффициент вытеснения для четырех экспериментов.

Исходя из данных по накопленной добыче нефти, можно отметить, что добавление дымовых газов всегда увеличивает объем добытой нефти по сравнению с объемом, полученным при закачке чистого пара. Но прирост немонотонно зависит от количества добавляемого газа:

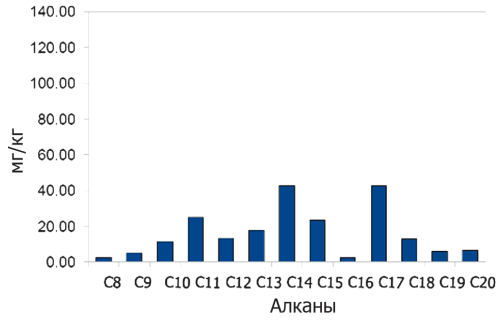


Рис. 6. Распределение алканов в нефти (Monte-Mor et al., 2013)

Эксперимент	Накопленная добыча нефти, мл	Паронефтяное отношение, мл/мл	$К_{выт}$, %
5 мл/мин пара	263	2,4	47
4,5 мл/мин пара и 150 мл/мин дымового газа	430	1,3	79
4,5 мл/мин пара и 200 мл/мин дымового газа	351	1,9	64,86
4,5 мл/мин пара и 340 мл/мин дымового газа	301	2	55,85

Табл. 7. Накопленная добыча нефти, паронефтяное отношение и коэффициент вытеснения для четырех экспериментов (Rivera et al., 2010)

при увеличении доли закачиваемого дымового газа извлекается меньший объем нефти. Эти данные указывают, что может существовать оптимальная пропорция совместной закачки пара и дымового газа с точки зрения максимизации коэффициента вытеснения.

В целом экспериментальные исследования, проведенные в работе (Monte-Mor et al., 2013), показали, что закачка пара с добавлением дымового газа в объеме около 10 % от чистого пара улучшает вытеснение и энергоэффективность процесса (паронефтяное отношение), обеспечивая коэффициент вытеснения 56–79 %. Содержащийся в дымовом газе CO_2 при высоком давлении способствует развитию зоны смесимости с нефтью. Кроме того, газ помогает поддерживать более стабильное давление за фронтом вытеснения. В экспериментах, в которых пар и дымовой газ закачивались совместно, обеспечивалось

Эксперимент	**1**	**2**	**3**	**4**
Пористость (%)	47,89	47,81	47,94	47,94
Объем пор (мл)	1074,4	1072,6	1075,6	1075,5
Нефтенасыщенность (%)	49,95	50,2	50,28	50,28
Водонасыщенность (%)	18,57	19,71	18,64	18,64
Газонасыщенность (%)	31,48	30,09	31,08	31,08
Начальные объёмные запасы нефти (мл)	536,88	538,71	541	539,1071
Начальное содержание воды (мл)	199,51	211,47	200,47	205,8
Скорость закачки пара (мл/мин)	5	4,5	4,5	4,5
Температура закачки (°C)	160	160	160	160
Давление добычи (бар)	2	1	2	2
Скорость закачки дымовых газов (мл/мин)	-	150	200	340
Объемная доля газа в парогазовой смеси (%)	-	10,34	13,79	23,45

Табл. 6. Свойства моделей пласта и условия проведенных экспериментов (Monte-Mor et al., 2013)

10 %-ное сокращение объема закачиваемого пара (в эквиваленте холодной воды) по сравнению с нагнетанием чистого пара. Это приводит к снижению затрат, поскольку более дешевый дымовой газ заменяет определенную долю генерируемого пара. Кроме того, присутствие азота в дымовом газе помогает вытеснению нагретой нефти из пористой среды.

Прирост добычи нефти немонотонно изменяется с количеством закачанного газа. Оптимальное соотношение газа и пара в рассмотренной области изменения параметров составляет 34:1, но требует проведения исследований в более широком диапазоне. Сокращение количества закачиваемого водяного пара (уменьшение паронефтяного отношения) приводит к снижению потребления энергии на подготовку воды, генерацию пара и обработку добываемой воды, а также к частичному захоронению CO_2. Совместно эти эффекты помогают снизить затраты на извлечение нефти и улучшить экологичность проекта.

В работе (Qingya et al., 2009) проводились эксперименты по вытеснению тяжелой нефти из низкопроницаемых природных кернов при пластовых условиях с различными закачиваемыми флюидами, такими как вода, дымовые газы, пар и высокотемпературная парогазовая смесь. Факторы, влияющие на процесс закачки смешивающегося газа, детально исследованы методом численного моделирования. В качестве примера рассматривается месторождение Яньчан с целью поиска более эффективного метода повышения нефтеотдачи для пластов с низкой проницаемостью. Основным литотипом данного объекта является мелкозернистый песчаник с преобладанием полевого шпата. Модель нефти, использованная в экспериментах, была получена рекомбинацией устьевой пробы нефти с газом сепарации при начальных условиях (табл. 8). Физические свойства при пластовых условиях приведены в таблице 9.

Проведено два разных эксперимента с газами, закачиваемыми при пластовой температуре. Параметры использованных образцов керна приведены в таблице 10. После того как как обводненность при вытеснении водой достигла 98 %, в первом эксперименте был осуществлен переход на закачку дымового газа, а во втором эксперименте – на закачку дымового газа в составе парогазовой смеси.

Результаты экспериментов показали, что и дымовой газ, и парогазовая смесь (дымовой газ, смешанный с паром) могут повысить нефтеотдачу после заводнения. При этом парогазовая смесь имеет больше преимуществ. Прирост коэффициента вытеснения за счет закачки парогазовой смеси достигает 32 %, а за счет закачки дымовых газов – только 14 %. Допрорывной период для дымового газа также короче, чем для парогазовой смеси, из-за «канального» и теплового эффектов. Наличие пара в составе смеси помогает уменьшить эффект канальных прорывов и снизить вязкость нефти, а также улучшает контакт нефти и растворителя (CO_2 в составе дымового газа) во фронтальной зоне. При этом легкие компоненты из тупиковых пор могут перемещаться во взаимосвязанные поры и уменьшать там вязкость нефти за счет саморастворения. Эффект испарения усиливается во время нагнетания высокотемпературной парогазовой смеси, способствуя снижению остаточной нефтенасыщенности. При этом газ

	N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	IC_4	NC_4	IC_5
Состав, мол. %	0,086	0,207	3,802	1,816	1,303	0,844	0,822	0,129
	NC5	C6	C7	C3	C9	C10	C11+	
	0,54	1,497	4,331	5,552	7,986	7,944	63,142	

Табл. 8. Состав модели нефти (Qingya et al., 2009)

	Пластовая нефть	Рекомбинированная нефть
Плотность однократно дегазированной нефти (кг/м^3)	840,8	838,39
Газосодержание однократно дегазированной сырой нефти (м^3/м^3)	7,15	7,0319
Плотность в пластовых условиях (кг/м^3)	824	823,85
Давление насыщения при 27,86°C (МПа)	0,938	0,936
Давление насыщения при 60°C (МПа)	1,119	1,1167
Плотность при давлении насыщения при 60°C (кг/м^3)	804,6	803,02

Табл. 9. Данные о рекомбинированной модели нефти (Qingya et al., 2009)

№	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, %	Режим закачки
1	17,28	15,32	58,68	дымовой газ
2	17,53	17,85	60,35	дымовой газ и пар

Табл. 10. Основные параметры экспериментов

помогает уменьшить потери тепла и увеличить площадь нагрева. Все это в совокупности способствует более высокой эффективности извлечения нефти.

Учитывая, что доля углекислого газа в дымовых газах разного происхождения может быть разной, авторами было проведено три эксперимента с разными долями углекислого газа: 10 %, 15 % и 20 %. Результаты ожидаемо показали, что с увеличением доли двуокиси углерода эффективность вытеснения увеличивается. Это связано с лучшей способностью CO_2 к растворению, что приводит к более существенному изменению объема нефти, чем при растворении азота. Поэтому целесообразно частично очищать дымовой газ от азота, чтобы повысить содержание двуокиси углерода, если это экономически оправдано.

Параметры нагнетания имеют большое влияние на эффективность вытеснения. Оптимальная температура закачиваемой парогазовой смеси для рассмотренного объекта составляет 150–180^0.

Численное моделирование процесса показало, что оптимальный объем закачки парогазовой смеси составляет 0,2 от объема пор (рис. 7). С ростом этой величины увеличивается как объем добычи нефти, так и инвестиционные затраты. С ростом объема закачки эффективность воздействия парогазовой смесью увеличивается на ранней стадии, но снижается на поздней стадии разработки.

Оптимальное соотношение газа и пара составило 4:1–8:1 (рис. 8). Это связано с тем, что пластовое давление низкое, и закачка большего объема газа помогает его восстановлению и своевременному сохранению энергии пласта.

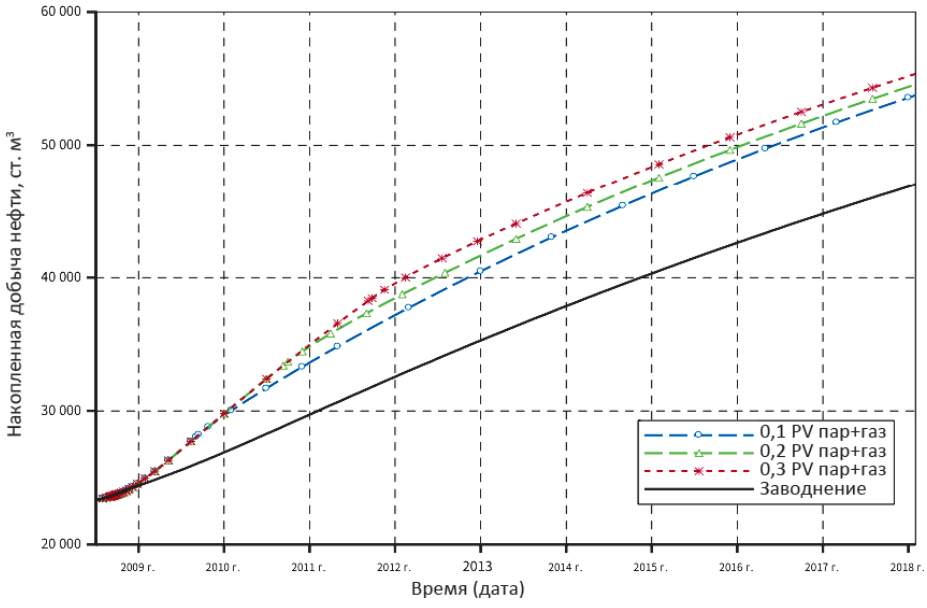


Рис. 7. Накопленная добыча нефти при различных объемах закачки парогазовой смеси: синяя линия – 0,1 от объема пор, зеленая – 0,2, красная – 0,3, черная – заводнение (Qingya et al., 2009) (PV – поровый объем)

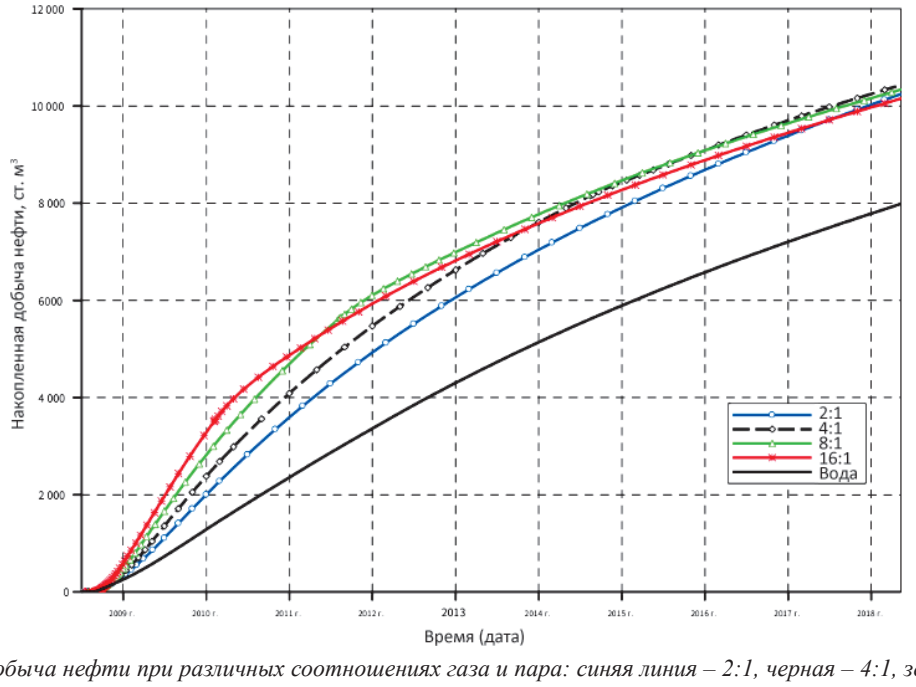


Рис. 8. Накопленная добыча нефти при различных соотношениях газа и пара: синяя линия – 2:1, черная – 4:1, зеленая – 8:1, красная – 16:1, черная – заводнение (Qingya et al., 2009)

Однако слишком большой объем газа в смеси с паром приводит к образованию каналов раннего прорыва газа.

Исследование свойств флюидов при взаимодействии дымовых газов с нефтью

В работе (Al Riyami, 2017) проводилось измерение межфазного поверхностного натяжения (МФН) газ-нефть и плотности уравновешенных флюидных фаз при различных давлениях от 200 psi (1,38 МПа) до 1000–2000 psi (6,9–13,8 МПа) при постоянном объемном соотношении газ-нефть 80–20 % и температуре 100°F (37,8°C). В качестве модели нефти использовался н-декан.

Было проведено четыре серии измерений. В первом случае использовался газ, представленный 100 % CO_2. Во втором случае – газ, содержащий 85 % CO_2 и 15 % N_2. В третьем случае – 15 % CO_2 и 85 % N_2. В четвертом – 100 % N_2. Таким образом, исследовалось влияние состава газа на МФН и МДС (минимальное давление смесимости).

На рисунках 9–12 показаны полученные графики изменения МФН от давления для четырех экспериментов. МФН ожидаемо уменьшается с увеличением давления.

Для эксперимента 1 с CO_2 экстраполяция графика до нулевого значения МФН приводит к оценке МДС в 1215 psi (8,38 МПа).

Для эксперимента 2 (состав газа 85 % CO_2 – 15 % N_2) экстраполяция графика до нулевого МФН приводит к оценке МДС, равной 1465 psi (10,1 МПа).

Для эксперимента 3 (состав газа 15 % CO_2 – 85 % N_2) аналогичным путем получена оценка МДС – 4556 psi (31,4 МПа).

Для эксперимента 4 (с чистым N_2) МДС оценено в 4687 psi (32,3 МПа).

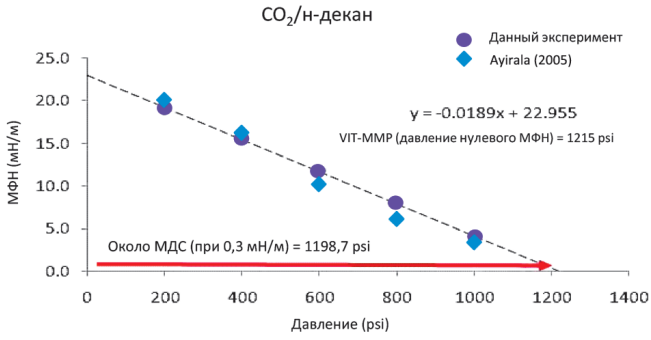


Рис. 9. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 1 (с чистым CO_2) (Al Riyami, 2017)

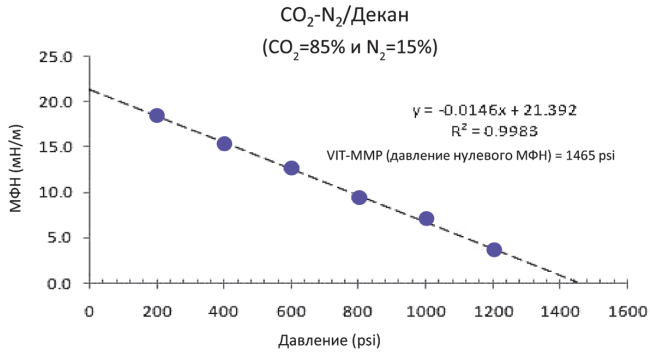


Рис. 10. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 2 (с 85 % CO_2 – 15 % N_2) (Al Riyami, 2017)

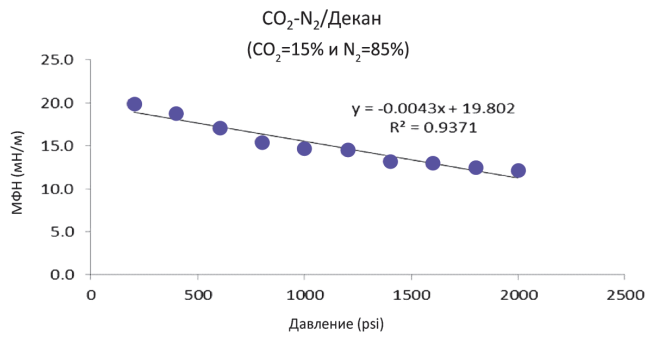


Рис. 11. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 3 (с 15 % CO_2 – 85 % N_2) (Al Riyami, 2017)

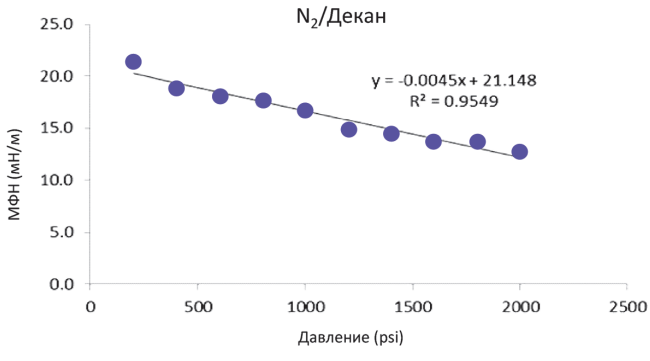


Рис. 12. График МФН между равновесными фазами от давления для эксперимента 4 (с чистым N_2) (Al Riyami, 2017)

Сводный график МФН для четырех экспериментов приведен на рис. 13. Видно, что система с 15 % N_2 ведет себя близко к чистому CO_2, а система с 15 % CO_2 – близко к чистому N_2 с гораздо более высокими условиями смесимости.

В статье (Rivera et al., 2010), помимо описанных выше экспериментов по вытеснению, проводилось исследование свойств системы «пластовая нефть – дымовой газ». Целью исследования являлся анализ поведения пластовой нефти, полученной путем отбора глубинной пробы, в контакте с дымовыми газами в зависимости от возможного давления закачки. Использовался синтетический газ с составом, аналогичным среднему составу по характеристике выбросов дымовых газов на НПЗ в Барранкабермеха.

Исследования проводились путем смешивания дымового газа с пластовой нефтью в следующих молярных долях: 4,59 %, 8,19 %, 12,2 %, 16,41 %, что характеризовалось соответствующим увеличением давления насыщения (табл. 11).

В каждом случае после добавления дымового газа систему флюид-газ оставляли перемешиваться в течение двух дней при давлении 34,5 МПа (5000 psi) и пластовой температуре (144,5°F = 62,5°C) для получения гомогенной фазы. Результаты показывают, что увеличение объема не демонстрирует типичного существенного роста, что может указывать на возможное выпадение асфальтенов.

Для каждой полученной смеси из ячейки отбирали две порции флюида для экспериментального определения вязкости и плотности при давлении насыщения.

Можно заметить, что поведение плотности и вязкости не соответствует ожидаемому: не отмечалось снижения плотности и вязкости жидкой фазы с увеличением доли дымового газа в смеси. Кроме того, результаты показывают, что жидкость не остается однородной, что типично для процессов осаждения асфальтенов.

Таким образом, на примере месторождения Лланито было показано, что взаимодействие дымовых газов с тяжелой нефтью не всегда приводит к существенному увеличению объема жидкости по мере увеличения доли растворенного дымового газа, что также выражается в отсутствии ожидаемого снижения плотности и вязкости нефти. Этот эффект может быть связан с образованием в смеси фазы асфальтенов.

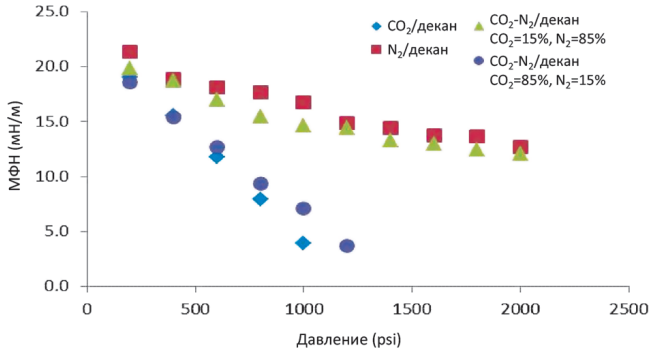


Рис. 13. Сводный график МФН между равновесными фазами от давления для четырех экспериментов (Al Riyami, 2017)

Доля дымового газа в смеси (мол. %)	Давление насыщения (psia / МПа)
0,00	2160 / 14,89
4,59	2606 / 17,97
8,19	2961 / 20,42
12,2	3415 / 23,55
16,41	3915 / 26,99

Табл. 11. Значения давления насыщения для различных мольных долей дымового газа в смеси (Rivera et al., 2010)

Опыт применения закачки дымовых газов на нефтяных месторождениях

Закачка дымовых газов для увеличения нефтеотдачи начала применяться в США еще в 60-х годах прошлого века (Final report of Fossil Energy, 1980).

Одним из первых примеров закачки дымовых газов является месторождение Neale, открытое в 1940 году в штате Луизиана. Залежь представляет собой антиклинальную ловушку протяженностью 8 км. Песчаники характеризуются низкой проницаемостью. Максимальный уровень добычи был достигнут в 1944 году и составил 1192 м^3/сут.

Закачка смешивающегося газа высокого давления в песчаники на глубине 3170 м была начата в 1956 году. В 1962 году пилотный проект по смешивающемуся вытеснению с закачкой оторочки обогащенного пропаном углеводородного газа был начат на объекте Lilliedoll Sand. Проект был успешным, и в 1964 году закачку начали осуществлять по всему месторождению. Было решено заменить более дорогой углеводородный газ на дымовой газ для вытеснения ранее закаченного углеводородного газа и последующей реализации попеременной закачки оторочек воды и смешивающегося дымового газа высокого давления.

Объем закачки дымовых газов при вытеснении углеводородного газа составлял 113,27 тыс.м^3/сут при давлении 31 МПа. В нагнетательных скважинах была обнаружена коррозия.

Известен также неудачный опыт по закачке дымовых газов на месторождении East Binger, расположенного в Оклахоме. East Binger разрабатывалось с 1977 года компанией Philips Petroleum. На месторождении площадью 42,55 км^2 были пробурены 61 добывающая и 17 нагнетательных скважин. Добыча осуществлялась из продуктивного песчаника толщиной 8,23 м. Пористость – 7,5 %, проницаемость – 0,2 мД. Продуктивный горизонт располагается на глубине 3048 м. Плотность нефти 834,8 кг/м^3, вязкость в пластовых условиях – 0,3 сП, пластовая температура – 87,8^{o}C.

Первоначально объем закачки составлял 170000 м^3/сут. Позднее количество нагнетательных скважин было увеличено еще на 4, и объем закачки увеличился до 850000 м^3/сут. Компания ожидала, что добыча на месторождении увеличится втрое, что повысит конечное извлечение нефти с 16 до 44 миллионов баррелей (с 2,54 до 6,99 млн м^3). Но в процессе закачки произошел ранний прорыв дымовых газов, и ожидаемого увеличения добычи добиться не удалось.

Позднее, в 1996 году, компанией Driver Production был предложен проект по закачке дымовых газов на другом месторождении в штате Оклахома с использованием пятиточечной схемы размещения скважин (Godwin, 1998).

Месторождение East Edna открыто в 1930-х годах. Месторождение разрабатывалось периодически в течение 1930-х, 1950-х и 1980-х годов. И нефть, и газ были обнаружены в отложениях Dutcher на средней глубине 762 метра.

Согласно проектным решениям, закачка дымовых газов производилась в затрубное пространство скважины Nash 3, при этом насосное оборудование оставалось в скважине. Предусматривалась эксплуатация скважины в циклическом режиме, но с большими объемами закачки и более высокими давлениями нагнетания, чем в традиционном методе Huff&Puff. Через некоторое время насос вышел из строя, предположительно, из-за коррозии, но его не стали заменять, чтобы исключить падение давления.

За время осуществления проекта было закачано около 40 % от объема пор, занятых нефтью и газом. Отклик на закачку дымовых газов в добывающих скважинах имел следующий характер: сначала происходило увеличение добычи газа и давления, а затем увеличение добычи нефти.

К июню 1997 г. средняя добыча по скважинам составляла 12–14 баррелей в сутки. С того времени погодные условия, механические проблемы с насосами, нерешенная проблема с отводом дымовых газов на одной из добывающих скважин и другие обстоятельства привели к нестабильным периодам закачки, и добыча нефти и газа снизилась.

В России закачка дымовых газов осуществлялась совместно с закачкой пара на двух месторождениях высоковязкой нефти (Shchesnyak et al., 2019). Как показали многочисленные исследования, коэффициент вытеснения нефти при совместной закачке пара с дымовыми газами значительно выше (до 68 %) по сравнению с простой закачкой пара. Например, согласно исследованиям (Wang, 2017), коэффициент вытеснения нефти увеличивается с 47 % при закачке пара до минимума 55,9 % при совместной закачке пара с дымовыми газами. При совместной закачке пара с дымовыми газами наблюдается синергетический эффект, то есть прирост добычи нефти превышает сумму приростов добычи от закачки пара и дымовых газов по отдельности. Опробование совместной закачки пара с дымовыми газами показало высокую эффективность данной технологии.

Технология апробирована в России в Краснодарском крае и Республике Коми. На краснодарском месторождении Зыбза-Глубокий Яр (Antoniadi, 1998) на одном участке удельный расход пара снизился с 5,7 до 1,7 тонн на 1 тонну нефти при совместной закачке пара с дымовыми газами. На другом участке это соотношение также было низким и составляло 2,2 тонны пара на тонну нефти.

На Усинском месторождении дымовые газы закачивались совместно с паром в течение 21 суток, за это время соотношение пар/нефть снизилось с 5 до 4,3, а добыча нефти увеличилась на 7,3 % (Козлов, 2004). Утилизация газа при этом составила 70 %.

На китайском морском месторождении Бохай использовался мобильный парогазогенератор, что позволило разместить его на морской платформе (Zong et al., 2013). Циклические обработки горизонтальных скважин смесью пара и дымовых газов проводились в течение 2 лет. Дебит нефти увеличился в 3 раза по сравнению с естественным режимом.

Оценка потенциального эффекта от совместной закачки пара с дымовыми газами произведена для одного из месторождений природного битума в Карибском бассейне (Shchesnyak et al., 2019). Циклическая закачка пара в горизонтальных скважинах принята как основной метод разработки. Гидродинамическое моделирование проводилось на секторной модели с геометрическими размерами 1000×100×86 м (X×Y×Z) в симуляторе CMG STARS. Количество ячеек в секторной модели составило: по оси X – 20, по оси Y – 40, по оси Z – 110. Размеры ячеек: вдоль оси скважин – 50 м, перпендикулярно оси скважин – 2,5 м, по вертикали – 0,8 м. Исходное распределение нефтенасыщенности пласта рассчитано по

данным цифровой геологической модели. Распределение начального давления строилось как функция глубины и насыщения по известному начальному пластовому давлению на определенной абсолютной глубине объекта разработки. Были учтены зависимости растворимости углекислого газа в нефти от давления и зависимость вязкости нефти от концентрации растворенного углекислого газа при разной температуре. В расчетах предполагалось полное использование дымовых газов от парогенератора. Состав закачиваемой в пласт парогазовой смеси был следующим: CO_2 – 3,8 % мол., N_2 – 28,1 % мол., H_2O – 68,1 % мол.

В течение всего периода разработки динамика накопленной добычи нефти варианта с совместной закачкой пара и дымовых газов превосходит вариант с закачкой только пара. Накопленная добыча нефти на конец разработки участка в варианте с закачкой пара и дымовых газов на 9,5 % больше, чем в варианте с закачкой пара. Накопленное паронефтяное отношение в конце разработки месторождения в варианте с закачкой пара и дымовых газов на 12,8 % ниже, чем в варианте с закачкой пара, что указывает на значительное снижение энергозатрат на производство пара.

Технологические аспекты применения дымовых газов в качестве агента закачки в смеси с водой рассматриваются в ряде патентов. Так, авторы работы (Трофимов и др., 2012) предлагают технологию вытеснения нефти при помощи модифицированного метода водогазового воздействия с применением гидродинамического смесителя (ГДС) и кустовой насосной станции. В качестве газа рассматриваются попутный углеводородный газ (74 % метана) и дымовой газ. Попутный газ собирается на комплексном сборном пункте и имеет давление 0,7–1 МПа. Он подается на ГДС. К ГДС подведена вода из системы ППД, имеющая такое же давление. На ГДС производится смешение газа и воды до создания тонкодиспергированной пены; затем эта стабильная пена подается на КНС, где давление смеси доводится до 120–140 атм и подается на газораспределительную батарею, а затем по водоводам перераспределяется по нагнетательным скважинам. ГДС позволяет получать устойчивую тонкодиспергированную пену двух несмешивающихся реагентов – газа и воды – в заданном соотношении.

Были проведены лабораторные исследования со следующими параметрами. Модель пласта: нефтенасыщенный составной керн длиной – 0,56 м, проницаемостью – 96 мДарси, водонасыщенностью – 0,31, пористостью – 0,22. Условия эксперимента: температура 75°С, давление 15 МПа, состав смеси: 25 % газ и 75 % вода.

Коэффициент вытеснения нефти водой составил 0,64 д.ед. При последующей закачке устойчивой газоводяной эмульсии получен прирост коэффициента вытеснения на 21 % абс., а при дальнейшем вытеснении неустойчивой эмульсией итоговый коэффициент вытеснения составил 0,89 д.ед., т.е. на 25 % абс. выше по сравнению с заводнением.

Авторы патента (Салямов и др., 1996) предлагают способ разработки нефтяного месторождения, включающий закачку воды и газа (в т.ч. дымового) через нагнетательную скважину, при котором смешение газа с водой осуществляют с помощью предварительно установленного на эксплуатационной колонне эжектора, активный вход которого соединен с ее внутренней полостью, а пассивный – с межтрубным пространством. Авторы патента (Рюмин и др., 1996) также рассматривают закачку в нефтяной пласт водного раствора и газа. Предполагается размещение на промысле установки по переработке нефти, например, включающей блок электрообессоливания, электрообезвоживания и атмосферной разгонки, блок термоконтактного крекинга, блок гидрогенизации. С установки предлагается отбирать сточные воды и дымовой газ, нагревать сточные воды дымовым газом и закачивать в пласт для вытеснения нефти в непрерывном или циклическом режимах горячие сточные воды с дальнейшей закачкой горячего дымового газа. Или закачивать смесь сточных вод с дымовыми газами.

В непрерывном режиме полученную горячую смесь предлагается закачивать в нефтяной пласт и вытеснять нефть в направлении добывающих скважин. При циклическом способе добычи в скважину на первом этапе предлагается закачивать горячую парогазовую смесь. На втором этапе цикла – скважину перекрывать и выдерживать в течение времени, необходимого для передачи тепла от парогазовой смеси к нефти. На третьей стадии – добывать из скважин нагретую нефть в смеси с водой и дымовыми газами.

Добытая нефть при этом поступает на установку по переработке нефти, облагороженные нефтепродукты транспортируются потребителям. Нефтяной кокс сжигается в котле-утилизаторе. Все сточные воды и дымовые газы установки закачиваются в нефтяной пласт для интенсификации добычи нефти.

В статье (Горбылёва, 2021) по итогам обзора публикаций, связанных с применением дымовых газов для повышения нефтеотдачи, отмечается ряд положительных особенностей такого воздействия. Дымовые газы, имея большой относительный объем, в процессе несмешивающегося вытеснения увеличивают свободное газонасыщение пласта с преобладанием в газовой фазе азота, снижая тем самым относительную проницаемость для воды. Обладая высокой сжимаемостью и низкой теплопроводностью, азот может не только увеличивать пластовое давление, но и снижать потери тепла при совместной закачке с теплоносителем. Поэтому в качестве перспективной технологии предлагается совместная закачка водогазовой смеси на основе дымовых (выхлопных) газов в пласт с помощью насосно-эжекторных систем. Выхлопные газы, например, от газопоршневых электрогенерирующих установок, расположенных на месторождении, направляются в теплообменные аппараты, где вода от кустовой насосной станции нагревается теплом от потока дымовых газов, а дымовые газы охлаждаются. Дымовые газы по линии подачи поступают в приемную камеру жидкостно-газового эжектора, а вода нагнетается в сопло струйного аппарата. На выходе из эжектора формируется газожидкостная смесь высокой температуры, которая последующим дожимным насосом закачивается в нагнетательные скважины.

Выводы

1. Особенности применения дымовых газов для вытеснения нефти связаны с их составом. Из-за преобладания в составе азота они по свойствам близки к N_2. Но наличие CO_2 в типичной доле около 15 % способствует

некоторому улучшению как вытесняющей способности, так и растворимости в нефти.

2. Как и в других методах газового воздействия, наиболее эффективным является закачка в режиме смесимости. Однако достижение смесимости с дымовыми газами возможно только для легких нефтей и при достаточно высоких давлениях (350–400 атм и более) и температурах (~100°С), т.е. при глубинах залегания пласта от 3–3,5 км. При этом возникает режим многоконтактной смесимости, т.е. полное смешивание нефти и газа возникает по мере обогащения дымового газа испаряющимися легкими компонентами из нефти и растворения CO_2 в пластовой нефти. Размер зоны перехода к смесимости снижается с ростом давления и увеличением концентрации CO_2 в дымовых газах (например, если углеводороды сжигаются в присутствии воздуха, обогащенного кислородом).

3. Другая область эффективного применения дымовых газов – в качестве компонента парогазовой смеси при разработке залежей высоковязких, сверхвязких нефтей и битумов. В этом случае горячие дымовые газы, образующиеся в результате сгорания топлива в парогенераторе, добавляются в поток нагнетаемого пара для увеличения объема нагнетаемого агента и, соответственно, увеличения компенсации отборов, а также дополнительного снижения вязкости нефти за счет растворения газовых компонентов.

В некоторых работах показано, что оптимальное соотношение дымового газа к пару в парогазовой смеси может составлять 4:1–8:1, а прирост коэффициента вытеснения может составлять до 15–20 % (относительных) в сравнении с закачкой чистого водяного пара. В результате возрастает накопленная добыча нефти и снижается паронефтяное отношение, что способствует улучшению экономических показателей проекта.

Для закачки применяют парогазогенераторы и компрессоры специальной конструкции (например, щелевой струйный компрессор). Закачка возможна как в режимы вытеснения от нагнетательных к добывающим скважинам, так и в циклическом режиме (типа Huff&Puff). Опыт апробации метода совместной закачки пара и дымовых газов имеется как в России (Краснодарский край, республика Коми), так и за рубежом (Канада, Китай, Бразилия, страны Карибского бассейна). Метод представляется перспективным для оценки и апробации на залежах сверхвязких нефтей и битумов Республики Татарстан.

4. Для нефтей обычной и повышенной вязкости закачка дымовых газов дает эффект, близкий к закачке азота, но несколько превышающий по коэффициенту вытеснения (обычно в пределах 5 %). Чем выше концентрация CO_2 в дымовых газах и давление, тем эффективнее вытеснение.

В таких условиях закачка дымовых газов эффективна в форме ВГВ последовательными оторочками воды и дымового газа или подготовленной водогазовой смесью. Во втором случае используются смесители различной конструкции.

Комбинация закачки дымовых газов с закачкой воды способствует более стабильному вытеснению и снижению влияния неоднородности пласта на прорывы газа, особенно в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

В экспериментах по вытеснению нефти водогазовыми смесями отмечается формирование областей трехфазного течения. При этом свободная газовая фаза содержит повышенную концентрацию азота, а CO_2 практически полностью растворяется в пластовой нефти и воде. Тем самым снижаются осложнения при прорывах газа в добывающие скважины.

5. PVT-исследования по взаимодействию нефти с дымовыми газами (swelling test с оценкой изменения объема и вязкости от давления насыщения дымовым газом) показали, что поведение смеси может не соответствовать ожидаемому: с ростом концентрации дымового газа и, соответственно, давления насыщения не всегда отмечается рост объемного коэффициента и снижение вязкости нефти. Авторы соответствующей публикации связывают это с формированием в смеси фазы асфальтенов, что является характерным осложнением при закачке CO_2-содержащих газов.

Другая типичная проблема, связанная с коррозией, для дымовых газов менее существенна в связи с пониженной концентрацией кислых компонентов. Тем не менее, в промысловой практике отмечалась проблема коррозии насосного оборудования в скважине, где чередовали периоды затрубной закачки дымового газа с периодами насосной добычи.

6. В ряде работ выполнялось экспериментальное и численное моделирование для сопоставления различных схем закачки дымового газа. Однозначный вывод указывает на наибольшую эффективность закачки (вытеснения) сверху вниз, тогда как закачка снизу вверх наименее эффективна из-за ранних прорывов газа. Горизонтальное вытеснение обеспечивает промежуточные результаты.

7. В случае закачки дымового газа в режиме ВГВ оптимальный размер оторочек требует оценки в каждом конкретном случае, но для одного из примеров оценен в 0,3 от объема пор с соотношением 1:1 с оторочками воды. После чередующихся оторочек целесообразен возврат к непрерывному заводнению, причем момент такого перехода требует оптимизации по результатам лабораторных экспериментов и моделирования.

8. Рассматриваемые в статье вопросы затрагивают только процессы взаимодействия дымового газа и нефти в пластовых условиях. Однако оценка целесообразности реализации проекта закачки дымовых газов должна системно включать все аспекты, в том числе – расчет удельных энергозатрат на обеспечение требуемых параметров закачки (очистка и осушка газа, компримирование и др.). Оценка энергозатрат важна как в экономическом плане, так и в экологическом в связи с «energy penalty» – сопутствующими дополнительными выбросами углекислого газа, снижающими общую эффективность процесса его утилизации при закачке в пласт дымовых газов с одновременным повышением нефтеотдачи.

9. С учетом расположения крупных источников генерации дымовых газов на промышленных объектах г. Нижнекамск, одной из областей возможного масштабного применения закачки дымовых газов являются месторождения прикамского района.

Литература

Горбылёва Я.А. (2021). О технологии закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти. *Вестник Евразийской науки,* 13(4). https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf

Козлов В.Б. (2004). Комплекс технико-технологических решений по оптимизации теплового воздействия на глубокозалегающие залежи

высоковязкой нефти (на примере пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения). Дисс. канд. тех. наук. Ухта.

Лихачёва Н.В., Христофоров Д.О., Хлебникова Т.Д. и др. (2020). Захоронение парниковых газов в геологических ловушках с целью интенсификации добычи нефти и газа. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 6, с. 116-124.

Рюмин А.А., Белонин М.Д., Грибков В.В. (1996). Способ интенсификации добычи нефти. Патент RU 2055170 C1.

Салямов З.З., Шарифуллина Р.З. и др. (1996). Способ разработки нефтяного месторождения. Патент RU 2055168 C1.

Трофимов А.С., Круглов И.А., Бердников С.В. (2012). Водогазовое воздействие с использованием тонкодиспергированного углеводородного газа. *Мат. 8-й Всеросс. научно-тех. конф.: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)*. Тюмень: ТИУ, с. 55-60.

Ahmadi M.A., Hasanvand M.Z., Shokrolahzadeh S. (2015). Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field. *Petroleum*, 1(3), pp. 217–222. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.010

Al Riyami M. (2017). Evaluation of Compositional Effects on Gas-Oil Miscibility and Gas-Assisted Gravity Drainage (GAGD) EOR Process. LSU Doctoral Dissertation.

Antoniadi D.G. (1998). Increased oil recovery by gas and steam-gas methods. Moscow.

Dong M., Huang S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(9). https://doi.org/10.2118/02-09-04

Final report of Fossil Energy. State-of-the-art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery (1980). Morgantown, West Verginia, Vol. 133. https://doi.org/10.2172/6813742

Godwin Jh. et al. (1998). A Small Independent Producer's Design, Construction and Operation of a Flue Gas Injection Project, East Edna Field, Okmulgee County, Oklahoma. *SPE/DOE Eleventh Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA.

Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. (2013). Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery. *SPE Heavy Oil Conference*. Canada, Calgary, Alberta. SPE-165523-MS. https://doi.org/10.2118/199949-MS

Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. (2009). Effect of V2O5 additive on simultaneous SO2 and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al2O3 catalyst. *Catalysis Today*, pp. S285-S289. http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013

Rivera J.E. et al. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *SPE International Conference on CO2 Capture, Storage, and Utilization*. New Orleans, Louisiana, USA. SPE-139715. https://doi.org/10.2118/139715-MS

Shchesnyak E., Ryzhkov A., Ledovich I., Osipov A., Musin A. (2019). Disposal of flue gases in oil reservoirs with high-viscosity oil in order to increase oil recovery and improve the environmental situation. *E3S Web of Conferences*, 116, 00075.

Shokoya O. S., Mehata S.A., Moore R.G., Maini B.B. (2005). Effect of CO2 Concentration on Oil Recovery in Enriched Flue Gas Flood. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas. SPE 97262. https://doi.org/10.2118/97262-MS

Trivedi J.J., Babadagli T. (2005). CO and Flue Gas Sequestration During Tertiary Oil Recovery: Optimal Injection Strategies and Importance of Operational Parameters. *Canadian International Petroleum Conference,* Calgary, Alberta. https://doi.org/10.2118/2005-042

Wang Z. (2017). Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of flue gas assisted steam flooding. CMTC-486093-MS. http://dx.doi.org/10.7122/486093-MS

Wang Z.-H., Sun B.-W., Guo P. et al. (2021). Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas–WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the post-waterflooding reservoir. *Petroleum Science*. https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z

Zong L., Dong Z., Hou J. et al. (2013). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE-165231-MS.

Благодарности/Финансирование

Авторы благодарны рецензенту за содержательные замечания и рекомендации.

Статья подготовлена по результатам совместных исследований АГНИ и ПАО «Татнефть» и выполнения государственного задания ИПНГ РАН по теме «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» (122022800272-4).

Сведения об авторах

Чулпан Айдаровна Гарифуллина – инженер-исследователь, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Тимур Фаридович Халиуллин – инженер-лаборант, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Илья Михайлович Индрупский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Ильсур Вазихович Валиуллин – кандидат тех. наук, ведущий научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Альберт Айратович Залятдинов – начальник центра, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ефим Андреевич Бурлуцкий – инженер, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Рауза Хатиповна Садреева – заведующий лабораторией, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ринат Ракипович Афлятунов – главный геолог-заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75а

Ильдар Хамитович Кашапов – заместитель начальника отдела разработки Елхов-Прикамской и Бавлинской территории, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул.Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 12.01.2022;
Принята к публикации 26.04.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery

Ch.A. Garifullina[1], T.F. Khaliullin[1], I.M. Indrupskiy[2], I.V. Valiullin[1], A.A. Zalyatdinov[1], E.A. Burlutskiy[1], R.Kh. Sadreeva[1], R.R. Aflyatunov[3], I.Kh. Kashapov[3]*

[1]Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation
[2]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[3]Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation
[*]Corresponding author: Ilya M. Indrupskiy, e-mail: i-ind@ipng.ru

Abstract. Decreasing negative impact of industrial emissions to the atmosphere and prolonging fossil fuel usage period are urgent issues of fuel and energy sector. In view of this problem, injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery may be considered as environmentally safe and economically rational way for beneficial use of greenhouse gas emissions. To effectively displace oil with flue gases it is important to consider many factors: influence of composition of the flue gases and oil, miscibility conditions, injection regimes, etc. Flue gases, a product of fuel combustion in air, can be produced as a result of oil self-ignition when air is injected into a reservoir with light oil (thermal gas method). Flue gases from natural gas, fuel oil or coal combustion in power plants or other processes that burn fossil fuels can also be used for injection into the reservoir. This paper presents an analysis of the world laboratory and industrial experience in studying efficiency of oil displacement using flue gases. Conclusions are presented about optimal criteria for implementation of this process and directions for further research.

Keywords: enhanced oil recovery, flue gases, carbon dioxide, oil displacement, miscibility pressure

Acknowledgements

The authors thank the reviewers for informative remarks and recommendations.

The article was prepared based on the results of joint research by the AGNI and PJSC Tatneft and the fulfillment of the state task of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences on the topic "Improving modeling methods, laboratory and field studies to create new technologies for efficient environmentally friendly extraction of hydrocarbons in difficult mining and geological conditions" (122022800272-4).

Recommended citation: Garifullina Ch.A., Khaliullin T.F., Indrupskiy I.M., Valiullin I.V., Zalyatdinov A.A., Burlutskiy E.A., Sadreeva R.Kh., Aflyatunov R.R., Kashapov I.Kh. (2022). Experience in research and injection of flue gases into oil fields to increase oil recovery. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 149–163. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.13

References

Ahmadi M.A., Hasanvand M.Z., Shokrolahzadeh S. (2015). Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field. *Petroleum*, 1(3), pp. 217–222. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.010

Al Riyami M. (2017). Evaluation of Compositional Effects on Gas-Oil Miscibility and Gas-Assisted Gravity Drainage (GAGD) EOR Process. LSU Doctoral Dissertation.

Antoniadi D.G. (1998). Increased oil recovery by gas and steam-gas methods. Moscow.

Dong M., Huang S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(9). https://doi.org/10.2118/02-09-04

Final report of Fossil Energy. State-of-the-art review of nitrogen and flue gas flooding in enhanced oil recovery (1980). Morgantown, West Verginia, Vol. 133. https://doi.org/10.2172/6813742

Godwin Jh. et al. (1998). A Small Independent Producer's Design, Construction and Operation of a Flue Gas Injection Project, East Edna Field, Okmulgee County, Oklahoma. *SPE/DOE Eleventh Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA.

Gorbyleva Ya.A. (2021). On the technology of injection of exhaust (flue) gases for oil recovery. *Vestnik Evraziiskoi nauki*, 13(4). (In Russ.) https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf

Kozlov V.B. (2004). A set of technical and technological solutions for optimizing the thermal impact on deep-lying deposits of high-viscosity oil (on the example of the Permocarbon deposit of the Usinskoye oil field). Cand. engineer. sci. diss. Ukhta. (In Russ.)

Likhacheva N.V., Khristoforov D.O., Khlebnikova T.D. et al. (2020). Burial of greenhouse gases in geological traps in order to intensify oil and gas production. *Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products*, 6, pp. 116-124. (In Russ.)

Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. (2013). Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery. *SPE Heavy Oil Conference*. Canada, Calgary, Alberta. SPE-165523-MS. https://doi.org/10.2118/199949-MS

Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. (2009). Effect of V2O5 additive on simultaneous SO2 and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al2O3 catalyst. *Catalysis Today*, pp. S285-S289. http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013

Rivera J.E. et al. (2010). Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. *SPE International Conference on CO2 Capture, Storage, and Utilization*. New Orleans, Louisiana, USA. SPE-139715. https://doi.org/10.2118/139715-MS

Ryumin A.A., Belonin M.D., Gribkov V.V. (1996). A method for intensifying oil production. Patent RF, no. 2055170 C1. (In Russ.)

Salyamov Z.Z., Sharifullina R.Z. et al. (1996). Method for developing an oil field. Patent RF, no. 2055168 C1. (In Russ.)

Shchesnyak E., Ryzhkov A., Ledovich I., Osipov A., Musin A. (2019). Disposal of flue gases in oil reservoirs with high-viscosity oil in order to increase oil recovery and improve the environmental situation. *E3S Web of Conferences*, 116, 00075.

Shokoya O. S., Mehata S.A., Moore R.G., Maini B.B. (2005). Effect of CO2 Concentration on Oil Recovery in Enriched Flue Gas Flood. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas. SPE 97262. https://doi.org/10.2118/97262-MS

Trivedi J.J., Babadagli T. (2005). CO and Flue Gas Sequestration During Tertiary Oil Recovery: Optimal Injection Strategies and Importance of Operational Parameters. *Canadian International Petroleum Conference,* Calgary, Alberta. https://doi.org/10.2118/2005-042

Trofimov A.S., Kruglov I.A., Berdnikov S.V. (2012). Water-gas treatment using finely dispersed hydrocarbon gas. *Proc. 8th All-Russ. sci. and tech. conf.: Geology and oil and gas potential of the West Siberian megabasin (experience, innovations)*. Tyumen: TIU, pp. 55-60. (In Russ.)

Wang Z. (2017). Research on enhancing heavy oil recovery mechanism of flue gas assisted steam flooding. CMTC-486093-MS. http://dx.doi.org/10.7122/486093-MS

Wang Z.-H., Sun B.-W., Guo P. et al. (2021). Investigation of flue gas water-alternating gas (flue gas–WAG) injection for enhanced oil recovery and multicomponent flue gas storage in the post-waterflooding reservoir. *Petroleum Science*. https://doi.org/10.1007/s12182-021-00548-z

Zong L., Dong Z., Hou J. et al. (2013). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE-165231-MS.

About the Authors

Chulpan A. Garifullina – Research Engineer, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Timur F. Khaliullin – Laboratory Engineer, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Head of the Laboratory, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Ilsur V. Valiullin – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Albert A. Zalyatdinov – Head of the Center, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Efim A. Burlutskiy – Engineer, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Rauza Kh. Sadreeva – Head of the Laboratory, Almetyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Rinat R. Aflyatunov – Chief Geologist, Deputy General Director, Tatneft PJSC

75a, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Ildar Kh. Kashapov – Deputy Head of the Development Department of the Elkhov-Prikamskaya and Bavlinskaya Territories, Tatneft-Dobycha Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 12 January 2022;
Accepted 26 April 2022;
Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14

УДК 552.578.1:533.1/2

Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния

Т.С. Ющенко[1], А.И. Брусиловский[2]*

[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

[2]ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

Целью работы является разработка единого поэтапного подхода по созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния для достоверного моделирования PVT-свойств пластовых флюидов (пластовой нефти и пластового газа) при проектировании и мониторинге разработки месторождений, расчете многофазного течения в скважинах и промысловых трубопроводах, а также при бассейновом моделировании.

Предлагаемый авторами подход позволяет с высокой точностью адаптировать PVT-модель как пластовой нефти, так и пластовой газоконденсатной системы на экспериментальные данные с помощью поэтапной процедуры, где на каждом шаге с помощью изменения одного из параметров уравнения состояния настраивается одно из PVT-свойств углеводородной системы. Возможна алгоритмизация и автоматизированное применение данного подхода в специализированных программных продуктах.

Для PVT-модели пластовой нефти предлагаемый авторами подход позволяет с высокой точностью воспроизвести значения давления насыщения, объемного коэффициента, газосодержания пластовой нефти, динамику изменения изотермического коэффициента сжимаемости и динамической вязкости пластовой нефти от давления при пластовой температуре, а также плотность сепарированной нефти. Для PVT-модели пластовой газоконденсатной системы разработанный подход позволяет с высокой точностью воспроизвести давление начала ретроградной конденсации, Z-фактор пластового газа, потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе, динамику изменения потерь насыщенного конденсата и динамической вязкости фаз от давления при пластовой температуре, а также плотность стабильного конденсата и конденсатогазовый фактор.

Созданная, на основе предлагаемого в статье подхода, корректная PVT-модель может применяться как в композиционном гидродинамическом моделировании, так и в моделях типа «черная нефть».

Применение разработанного подхода проиллюстрировано на примерах 8 различных месторождений пластовой нефти и газоконденсатных систем различных регионов России.

Ключевые слова: PVT-модель, фазовое равновесие, пластовые углеводородные системы, методы адаптации, PVT-свойства, математическое моделирование

Для цитирования: Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. (2022). Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния. *Георесурсы*, 24(3), с. 164–181. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14

Введение

Неотъемлемой частью при проектировании и мониторинге разработки углеводородных залежей, а также выборе параметров работы скважин и промысловых трубопроводов являются гидродинамические модели (Coats et al., 1995). Одной из важных частей таких гидродинамических моделей является PVT-модель пластовой углеводородной смеси (Poling et al., 2000; Whitson, Fevang, 1996). В инженерной практике при построении PVT-моделей природных углеводородных систем наиболее современной и удобной является методика, основанная на применении трёхпараметрических кубических уравнений состояния (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007) и эффективных алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия многокомпонентных систем (Брусиловский, 2002; Michelsen, Mollerup, 2007). Наиболее популярными являются уравнения состояния Пенга-Робинсона (Peng, Robinson, 1976; Jhavery, Youngren, 1988) и Соаве-Редлиха-Квонга (Soave, 1972; Peneloux et al., 1982), которые используются во всех современных специализированных симуляторах.

Трехпараметрические кубические уравнения состояния основываются на компонентном составе углеводородной системы и имеют большое количество настраиваемых параметров (Pedersen, Cristensen, 2007; Merrill, 1994), которые сложно или даже невозможно определить в лабораторных условиях. Данные параметры могут быть использованы для адаптации модели на экспериментальные исследования. Для адаптации PVT-модели используются результаты лабораторных и промысловых исследований, полученные для представительных проб флюидов. Набор необходимых экспериментальных данных зависит от типа флюида (McCain, 2017) и целей использования PVT-модели. Процесс построения и адаптации PVT-модели

* Ответственный автор: Тарас Сергеевич Ющенко
e-mail: yushchenko@phystech.edu

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

природной углеводородной системы является сложным, требует понимания термодинамики многокомпонентных систем и использования фундаментальных положений физической химии (Брусиловский, 2002; Whitson, Brule, 2000).

При создании PVT-модели пластовой углеводородной смеси одной из важных задач является согласование свойств пластовых флюидов, используемых в проектных документах (подсчет (пересчет) запасов, технологическая схема разработки, технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата) и гидродинамическом моделировании. Основой подхода к повышению качества обоснования параметров, характеризующих свойства пластовых флюидов при проектировании разработки месторождений, является комплексное использование результатов промысловых, лабораторных и научно-обоснованных расчетных методов.

На сегодняшний день существует ряд различных подходов к построению и адаптации PVT-моделей как пластовой нефти (Merrill, 1994; Брусиловский, 2011; Rafael et al., 2002), так и газоконденсатной системы (Schebetov et al., 2010; Hosein et al., 2014). При этом использование практически всех ранее разработанных подходов является не пошаговым алгоритмом, а творческим процессом, требующим работы высококвалифицированного специалиста и занимающим большой объем времени, даже при учете наличия качественных методов регрессии в специализированном программном обеспечении (ПО). В российской практике на сегодняшний день разработаны отдельные методы для адаптации PVT-моделей пластовой нефти (Brusilovsky, Nugaeva, 2008) и пластовой газоконденсатной системы (Yushchenko, Brusilovsky, 2014; Fateev, Nesterenko, 2014). В PVT-симуляторах имеются методы адаптации параметров PVT-моделей на экспериментальные данные с помощью регрессии, но при этом не определено какими из параметров PVT-модели какие свойства настраивать и как. В следствие этого используются математические методы, которые при большом количестве настраиваемых параметров могут не приводить к удовлетворительному результату или делают модель физически некорректной в зоне, на которую не проводилась адаптация.

Целью данной статьи является разработка единого инженерного поэтапного подхода к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем различных типов флюидов. Одной из основных задач при разработке метода является обеспечение возможности алгоритмизации разрабатываемого подхода с целью автоматизированной адаптации PVT-моделей в специализированных симуляторах.

Обзор существующих методов создания и адаптации PVT-модели

Методики адаптации PVT-модели пластовых углеводородных систем на основе применения уравнения состояния к экспериментальным данным начали появляться с 1980-х годов, но до сих пор не разработан общепринятый подход к адаптации математической модели на экспериментальные данные. Первыми алгоритм настройки уравнения состояния предложили Коатс и Смарт в 1986 г. (Coats, Smart, 1986). Они рекомендовали адаптировать PVT-модель с помощью разбиения фракции остатка на 4 псевдофракции, варьирования коэффициентов парного взаимодействия между метаном (C_1) и псевдофракциями остатка, а также варьированием констант уравнения состояния для метана и тяжелых фракций. В 2000 г. Витсон (Whitson, Brule, 2000) модифицировал метод адаптации Коатса и Смарта. Он предложил использовать вместо двухпараметрического уравнения состояния трехпараметрическое, а также вести настройку с помощью критических параметров фракций вместо констант уравнения состояния.

В 1989 году Педерсен и др. (Pedersen et al., 1989) предложили альтернативный подход к адаптации PVT-модели, основанный на точечной настройке PVT-свойств с помощью параметров уравнения состояния. В предложенном подходе давление насыщения (начала конденсации) предлагалось настраивать с помощью изменения молекулярной массы фракции остатка (в пределах 10 %), плотность жидкой фазы адаптировать путем изменения значений шифт-параметра тяжелых фракций, а изменением критических параметров и ацентрического фактора тяжелых фракций адаптировать остальные PVT-свойства. При этом значения критических параметров и ацентрического фактора с увеличением молекулярной массы компонент должны изменяться монотонно. В подходе допускалось также изменение коэффициентов парного взаимодействия между метаном и тяжелыми фракциями. В 1999 году Кристенсен (Christensen, 1999) модифицировал методику Педерсена, предложив для определения критических параметров и ацентрического фактора фракций использовать корреляцию Педерсена (Pedersen, Cristensen, 2007) и при необходимости изменять коэффициенты в этой корреляции.

В 2005 году в статье (Al-Meshari, McCain, 2005) был предложен еще один подход к адаптации PVT-модели на экспериментальные данные. В подходе предлагалось разбить остаток на ряд фракций (например, используя метод гамма-распределения Витсона (Whitson et al., 1989), далее рассчитать их критические свойства с помощью корреляции Кэветта (Cavett, 1962), а ацентрический фактор – по корреляции Риази-Аль-Саххаф (Riazi, Al-Sahhaf, 1996). После этого давление насыщения адаптировать вариацией молекулярной массы фракций остатка. Далее группировать компоненты и фракции смеси в псевдокомпоненты. Плотности фаз предлагалось адаптировать изменением шифт-параметров компонент и фракций.

В 2008 году был предложен инженерный поэтапный подход к построению адекватной PVT-модели пластовой нефти (Brusilovsky, Nugaeva, 2008). В данном подходе осуществляется последовательная адаптация PVT-модели к ключевым свойствам пластовой нефти: давлению насыщения, объемному коэффициенту при пластовых условиях, плотности сепарированной нефти, динамической вязкости пластовой нефти. При адаптации каждого из параметров используется только один параметр уравнения состояния.

В 2014 году был предложен инженерный поэтапный подход к построению адекватной PVT-модели пластовой газоконденсатной системы (Yushchenko, Brusilovsky, 2014). В данном подходе осуществляется последовательная адаптация PVT-модели к ключевым свойствам газоконденсатной системы: давлению начала конденсации,

z-фактору газа при пластовых условиях, плотности стабильного конденсата, конденсатогазовому фактору, потенциальному содержанию конденсата в пластовом газе, а также зависимости кривой потерь насыщенного конденсата от давления. При адаптации каждого из параметров используется только один параметр уравнения состояния.

Кроме вышеописанных методик, существует ряд других работ (Rafael et al., 2002; Ефимов и др., 2012; Щебетов, Галкин, 2009), в которых предлагаются алгоритмы построения PVT-моделей природных углеводородных систем (как пластовой нефти, так и газоконденсатных систем) и их адаптация на результаты лабораторных исследований. В работах (Ефимов и др., 2012; Щебетов, Галкин, 2009) основное внимание уделяется оценке представительности проб, а настройка на результаты лабораторных исследований осуществляется изменением молекулярной массы группы C_{5+}, при этом не сохраняется потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе, и настройка ведется не на все ключевые параметры. В работах (Rafael et al., 2002; Hosein et al., 2014; Joergensen, 1995) особое внимание уделяется методике разбиения группы C_{N+} на псевдокомпоненты различными методами и определению их свойств (критические давление, температура, ацентрический фактор) на основе корреляций, но при этом не обозначается, какие параметры уравнения состояния варьируются и каким образом.

Подход к созданию и адаптации PVT-модели пластовой углеводородной системы, описанный в данной работе, использует опыт ранее разработанных методик и является логичным развитием работ, описанных в (Брусиловский, 2011; Brusilovsky, Nugaeva, 2008; Yushchenko, Brusilovsky, 2014). В дополнение к (Brusilovsky, Nugaeva, 2008; Yushchenko, Brusilovsky, 2014) текущий алгоритм позволяет адаптировать газосодержание и зависимость коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления при пластовой температуре, кроме того, разработанный подход является универсальным для адаптации PVT-модели различных типов пластовых флюидов. В предложенном подходе описана процедура подготовки данных по компонентному составу и идентификации критический свойств тяжелых фракций.

Необходимые исходные данные для создания PVT-модели

В данной работе PVT-модель основывается на трехпараметрическом кубическом уравнении состоянии Пенга-Робинсона, которое является одним из самых распространенных уравнений для PVT-моделирования парожидкостного равновесия как в специализированных PVT-симуляторах, так и в гидродинамических симуляторах. Аналогичные подходы будут иметь место и при использовании других кубических уравнений состояния для расчета парожидкостного равновесия, например, уравнения Соаве-Редлиха-Квонга или обобщенного уравнения состояния (Brusilovsky, 1992).

Для создания PVT-модели пластовой углеводородной системы необходимы результаты лабораторных исследований представительных проб пластового флюида, адаптация к которым позволит построить модель, адекватно описывающую свойства смеси в широком диапазоне изменения термобарических условий. Поэтому большое значение имеет качество проведения промысловых и лабораторных исследований (API, 2003).

Для использования уравнения состояния Пенга-Робинсона при PVT-моделировании необходимо задать значения всех параметров уравнения состояния, которые требуются для расчета его коэффициентов. Для этого необходимо задать мольные доли и свойства компонент смеси (критическое давление, критическую температуру, ацентрический фактор), а также определить коэффициенты парного взаимодействия между компонентами системы. Для вычисления PVT-свойств после расчета фазового равновесия также необходимо знать молекулярную массу компонент системы и их шифт-параметры (Whitson, Brule, 2000; Yushchenko, Brusilovsky, 2016).

Обычно, подробный компонентный состав пластовой углеводородной системы определяется численным методом по результатам лабораторных исследований жидкой (обычно до C_{36+}) и газовой (обычно до C_{10+}) фаз при стандартных условиях с помощью хроматографического анализа (Pedersen, Cristensen, 2007; Whitson, Brule, 2000), а также данных по соотношению жидкой и газовой фаз в пластовом флюиде. Компонентный состав с помощью хроматографического анализа определяют в массовых долях, и, далее, с использованием молекулярной массы компонент пересчитывают в мольные доли. Для пересчета массовых долей в мольные используется следующая формула:

$$z_i = \frac{\frac{w_i}{M_i}}{\sum_{j=1}^{N} \frac{w_j}{M_j}}, \quad (1)$$

где z_i, w_i, M_i – мольная доля, массовая доля и молекулярная масса i-ой компоненты в системе, соответственно.

Именно мольный компонентный состав смеси используется при решении задач фазового равновесия с применением уравнения состояния и является важной первичной информацией о природной углеводородной системе.

Молекулярная масса, критическое давление, критическая температура и ацентрический фактор для углеводородных (C_1-C_5) и неуглеводородных (N_2, H_2S, CO_2) компонент определены однозначно на основе экспериментальных исследований, их значения приведены в библиотечных данных PVT-симуляторов и монографиях по исследованию и моделированию PVT-свойств углеводородных смесей (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007; Whitson, Brule, 2000; Ahmed, 2007). Шифт-параметры для чистых компонент определены для каждого из уравнений состояния отдельно (Jhavery, Youngren, 1988; Peneloux, 1982), но, как и коэффициенты парного взаимодействия, при рассмотрении многокомпонентной смеси не являются неизменными, а могут вычисляться с помощью корреляций (Jhavery, Youngren, 1988) и быть настраиваемыми параметрами.

В отличие от свойств чистых компонент, свойства фракций, входящих в состав природных углеводородных смесей, не определены однозначно. Это связано с тем, что в состав фракций могут входить различное количество чистых компонент в различных соотношениях. Свойства фракций практически невозможно определить однозначно, поэтому они вычисляются с использованием

различных корреляций (эмпирических зависимостей) (Rodriguez, Hamouda, 2010) и могут быть настраиваемыми параметрами при решении задач фазового равновесия и определения PVT-свойств сосуществующих фаз.

Катц и Фирузабади (Katz, Firoozabadi, 1978) представили таблицу зависимости между температурой кипения, плотностью, молекулярной массой и SCN (число атомов углерода во фракции), которую позже Витсон (Whitson, Brule, 2000; Whitson, 1983) расширил для более тяжелых фракций (до C_{45+}), добавил значения характеристического фактора Ватсона (Whatson et al., 1935), а также значения критических параметров и ацентрического фактора, рассчитанные по корреляциям Кеслера-Ли (Kesler, Lee, 1976; Lee, Kesler, 1975). Данная таблица очень удобна для использования и позволяет оценить свойства фракций при известном значении только одного из свойств (например, молекулярной массы).

Разбиение фракций остатка по данным лабораторных исследований

Перед тем, как переходить к построению PVT-модели, необходимо определиться с компонентным составом пластовой углеводородной системы, который будет использоваться. Для инициализации и адаптации PVT-модели рекомендуется использовать подробный компонентный состав, который далее, при передаче PVT-модели для гидродинамического композиционного моделирования можно будет сгруппировать, пользуясь определенными правилами.

Если в техническом отчете об исследованиях пластового флюида представлен компонентный состав до группы C_{7+}-C_{20+}, то рекомендуется разбить фракцию остатка на псевдофракции. Разбиение фракции остатка возможно как с использованием результатов разгонки стабильной углеводородной жидкости по истинным температурам кипения (ИТК), так и с использованием данных о фракционной разгонке, которая делается при физико-химических исследованиях (ФХИ) стабильной углеводородной жидкости.

По результатам разгонки стабильной углеводородной жидкости по истинным температурам кипения имеются данные как о массовых долях фракций, так и об их температуре кипения. Далее, с использованием корреляций или таблицы Катца-Фирузабади возможен расчет остальных свойств фракций (Whitson, 1983; Whitson, Brule, 2000).

При использовании данных фракционной разгонки есть необходимость проведения дополнительных вычислений для того, чтобы перейти от доли выкипания стабильной углеводородной жидкости к долям и свойствам фракций в компонентном составе системы. Результаты фракционной разгонки представлены в отчетах обычно в виде, показанном в таблице 1.

Рассматриваемый в статье подход к разбиению остатка на псевдофракции с использованием данных о фракционной разгонке является обобщением метода, описанного в (Brusilovsky, Nugaeva, 2008) и состоит в следующем:

Процент выкипания, % об.	Начало кипения	V_1	V_2	V_3	…	V_P
Температура выкипания, °C	t_0	t_1	t_2	t_3	…	t_P

Табл. 1. Представление результатов фракционной разгонки в техническом отчете

Определяем величину плотности остатка, группы C_{N+}, на основе таблицы Каца-Фирузабади, дополненной Витсоном (Whitson, 1983; Whitson, Brule, 2000) при известном значении молекулярной массы остатка C_{N+}.

Разбиение начинаем с температуры кипения фракции C_{N+}, если она выше температуры начала кипения стабильной углеводородной жидкости. Для этого в таблице 1 выбираем столбец с температурой кипения ближайшей к температуре кипения фракции C_{N+}, но ниже ее. Далее, объемная доля первой псевдофракции рассчитывается по формуле (2). Если температура начала кипения сепарированной углеводородной жидкости выше, то переходим к следующему пункту №3. Ниже рассмотрим случай, когда температура кипения фракции C_{N+} выше температуры кипения стабильной жидкости, но ниже t_1.

В соответствии с принятыми в инженерной практике свойствами фракций природных углеводородных систем, температура начала кипения группы C_N равна температуре кипения н-алкана с числом атомов углерода (N – 1) плюс 0.5°C. В таком случае объемная доля первой псевдофракции вычисляется следующим образом:

$$V_{1CN+} = V_1 \frac{t_1 - t_{bC_N}}{t_1 - t_0} \quad (2)$$

где t_0 – температура начала кипения стабильной углеводородной жидкости (из результатов фракционной разгонки); t_{bC_N} – температура начала кипения фракции C_N (из таблицы Каца-Фирузабади по данным молекулярной массы C_N); t_1 – температура конца кипения первой псевдофракции (табл. 1); V_1 — объемная доля стабильной жидкости, выкипающая в диапазоне температур от начала кипения до конца кипения первой фракции (из результатов фракционной разгонки, табл. 1). В таком случае оставшаяся от V_1 объемная доля будет рассчитываться по формуле:

$$V_{0C_{N+}} = V_1 - V_{1CN+} \quad (3)$$

Соответственно, объемные доли $V_{2C_{N+}}$ и далее будут равняться V_2 и далее (из табл. 1).

Объемная доля сепарированной нефти $V_{0C_{N+}}$ уже учтена в составе сепарированной нефти во фракции C_{N-1}, следовательно нам необходимо провести нормирование объемных долей $V_{1C_{N+}}$-$V_{PC_{N+}}$ на 100 %.

Это делается следующим образом:

$$V^*_{1C_{N+}} = V_{1C_{N+}} \frac{100}{100 - V_{0C_{N+}}}; V^*_{2C_{N+}} = V_{2C_{N+}} \frac{100}{100 - V_{0C_{N+}}};$$
$$\ldots; V^*_{PC_{N+}} = V_{PC_{N+}} \frac{100}{100 - V_{0C_{N+}}} \quad (4)$$

Ниже по тексту используются уже нормированные значения объемных долей псевдофракций.

Если плотность при стандартных условиях и молекулярная масса псевдофракций не определены в лаборатории при исследованиях, вычисляем их с помощью таблицы Каца-Фирузабади по имеющимся результатам о температурах кипения.

Вычисляем плотности остатка по результатам фракционной разгонки следующим образом:

$$\rho_M = \frac{(100\rho_{C_{N+}} - \sum_{i=1}^{M-1} \rho_i V^*_i)}{V_M} \quad (5)$$

где $\rho_{C_{N+}}$ – плотность остатка C_{N+}, определенная в пункте

1, ρ_i, V^*_i – плотность и процент выкипания i-ой псевдофракции по результатам фракционной разгонки (табл. 1); P – количество псевдофракций по результатам фракционной разгонки.

Рассчитываем массовую долю псевдофракций g_i по следующей формуле:

$$g_i = \frac{\rho_i V^*_i}{\sum_{k=1}^{P} \rho_k V_k} \quad (6)$$

Пересчитываем массовые доли в мольные по следующей формуле (1):

$$f_i = \frac{g_i / M_i}{\sum_{k=1}^{P} g_k / M_k} \quad (7)$$

где M_i – молекулярная масса i-ой псевдофракции; $i = \overline{1,P}$, если температура начала кипения стабильной углеводородной жидкости не ниже температуры кипения C_N, в противном случае $i = \overline{1,P+1}$.

Определяем мольную долю псевдофракций в пластовой углеводородной системе по следующей формуле:

$$z_{N+i} = z_{C_{N+}} f_i \quad (8)$$

Таким образом, мы получаем компонентный состав пластовой углеводородной системы, состоящий из N+P компонент. В случае отсутствия информации о фракционном составе стабильной углеводородной жидкости, задача разбиения на псевдофракции группы остатка C_{N+} может быть решена на основе предположения о том, что вероятностная плотность распределения фракций в рассматриваемой группе компонентов определяется трёхпараметрической гамма-функцией. В большинстве PVT-симуляторов имеется возможность использования гамма-распределения Витсона для разделения группы C_{N+} на фракции (Whitson, Brule, 2000).

Метод расчета свойств фракций

В отличие от свойств чистых компонент, свойства фракций, входящих в состав природных углеводородных смесей, не определены однозначно. При лабораторных исследованиях природных углеводородных систем для фракций можно определять плотность, молекулярную массу и температуру выкипания при исследованиях разгонки стабильной углеводородной жидкости по истинным температурам кипения. При отсутствии этих данных свойства фракций (плотность, температура кипения, критические параметры, ацентрический фактор) вычисляются по их зависимостям от молекулярной массы (Pedersen, Cristensen, 2007; Whitson, Brule, 2000).

В (Fateev, Nesterenko, 2014; Naji, 2010) проведено сравнение значений критических свойств и ацентрического фактора фракций в зависимости от их молекулярной массы, рассчитанных с помощью различных корреляций (рис. 1).

Как видно из рис. 1, расчет критической температуры в зависимости от молекулярной массы по различным корреляциям для тяжелых фракций (с молекулярной массой выше 450) отличается на 10–15 %, различие по расчету критического давления значительно выше во всем диапазоне молекулярной массы от фракции C_6 и выше. Таким образом, выбор корреляций для расчета свойств фракций вносит дополнительную неопределенность в PVT-модель. Авторами предлагается подход к определению критического давления, отличающийся от общепринятого и основанный на использовании кубического уравнения состояния Пенга-Робинсона для фракции при стандартных условиях.

Обычно, по корреляциям определяют все свойства фракций, используемые в уравнении состояния (критическое давление, критическая температура, ацентрический фактор). Это, строго говоря, является неверным, так как в таком случае система уравнений, состоящая из:

- уравнения состояния для отдельной фракции при стандартных условиях;
- уравнения для критической температуры фракции;
- уравнения для критического давления фракции;
- уравнения для ацентрического фактора фракции;

является переопределенной (3 переменных и 4 уравнения). При определении критической температуры и критического давления с помощью корреляций мы пользуемся заданной величиной плотности фракции (обычно вычисляем по корреляции, зная молекулярную массу (Riazi, Daubert, 1980)). Но далее, решая уравнение состояния, мы рассчитываем плотность фракции при стандартных условиях с использованием критических параметров, и она не будет совпадать с плотностью, которую мы использовали для нахождения этих критических параметров. Поэтому авторами предлагается метод более корректного определения свойств фракций, при котором нет противоречия между расчетами свойств фракции по корреляциям и по уравнению состояния при стандартных условиях.

В предлагаемом подходе критическая температура и ацентрический фактор определяются по одной из корреляций (Kesler-Lee, Cavet, Pedersen, Edmister или др. (Naji, 2010)), а критическое давление определяется из решения

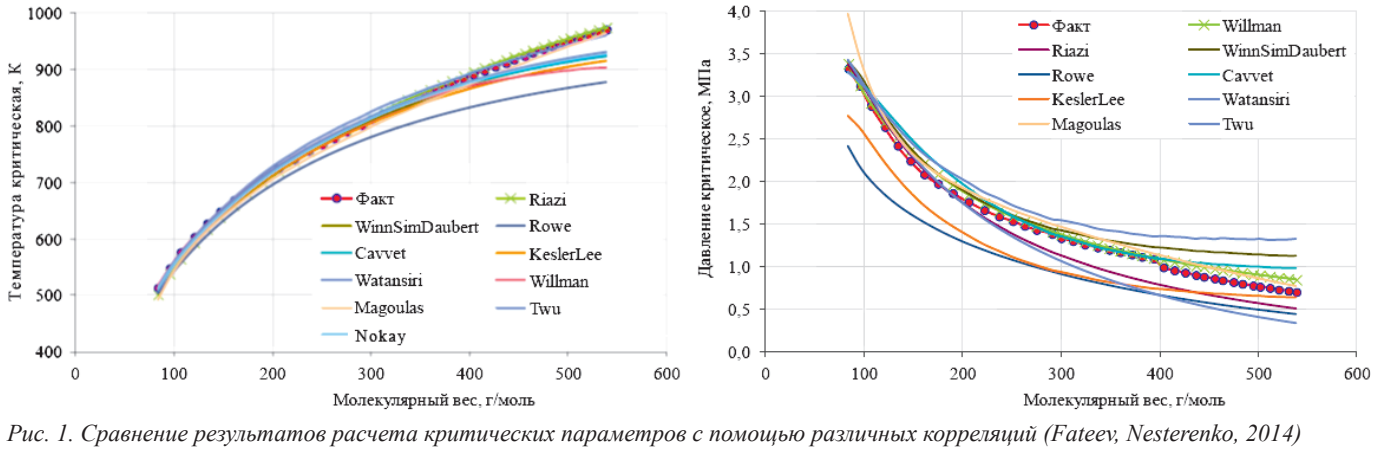


Рис. 1. Сравнение результатов расчета критических параметров с помощью различных корреляций (Fateev, Nesterenko, 2014)

уравнения состояния, записанного для стандартных условий, при которых плотность фракции нам известна. Выделяются два варианта:

1. Корреляция для ацентрического фактора не зависит от критического давления (например, Riazi и Al-Sahhaf (Fahim, Al-Sahhaf, 2009) или Могоуласа-Тассиоса (Stamataki et al., 1990)). Тогда нахождение критического давления сводится к решению кубического уравнения и решается аналитическим методом по формуле Кардано. Запишем систему уравнений, состоящую из уравнения состояния Пенга-Робинсона (9.1), корреляции Кеслера-Ли для критической температуры (9.2), корреляции Риази и Аль-Саххаф для ацентрического фактора (9.3).

$$\begin{cases} \mathrm{p} = \dfrac{\mathrm{RT}}{v-\mathrm{b}} - \dfrac{\mathrm{a}}{v(v+\mathrm{b})+\mathrm{b}(v-\mathrm{b})} & (1) \\ \mathrm{T_c} = \left(615.06 + 1459.8\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + \dfrac{(1.5128-10.5699\gamma)10^5}{T_b}\right) & (2) \\ \omega = -(0.3 - \mathrm{e}^{-6.252+3.64457*\mathrm{M}^{0.1}}) & (3) \end{cases} \quad (9)$$

где p – атмосферное давление, равное 101325 Па; T – температура в стандартных условиях, равная 293.15 K (или 288.7 K); γ – относительная плотность фракции при стандартных условиях; T_b – температура кипения фракции при стандартных условиях, M – молекулярная масса фракции, a, b – параметры уравнения состояния, определяемые по (10); R – универсальная газовая постоянная; T_c – критическая температура фракции; ω – ацентрический фактор фракции; υ – мольный объем фракции.

$$a = \Omega_a \frac{T_c^2 R^2}{p_c}\alpha,\ b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c},\ \alpha = \left[1 + m\left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right]^2$$

если $\omega \geq 0.49$, то $m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$,

если $\omega \leq 0.49$, то $m = 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$, (10)

где p_c – критическое давление фракции; $\Omega_a = 0.45724$; $\Omega_b = 0.0778$ – константы уравнения состояния.

Тогда, если подставить в первое уравнение системы (9) выражения для параметров a, b (10) и мольного объема $v = M/\rho$ и преобразовать его, то получим кубическое уравнение относительно критического давления p_c (11):

$$p_c^3 + \frac{pBv - 2RTB + A}{pv^2 - RTv}p_c^2 - \frac{3pB^2v + B^2RT - AB}{pv^3 - RTv^2}p_c + \frac{pB^3}{pv^3 - RTv^2} = 0 \quad (11)$$

где $A = 0.45724R^2T_c^2$, $B = 0.0778RT_c$.

Данное уравнение (11) можно решить аналитически с помощью формулы Кардано (Kurosh, 1972), так как все параметры уравнения можно определить независимо от критического давления через известные величины. При этом есть ограничения на значения критического давления p_c:

a. Ограничение снизу. При любых термобарических условиях для кубических уравнений Ван-дер-Ваальсового типа должно соблюдаться неравенство:

$$v - b > 0. \quad (12)$$

Преобразовав его в соответствии с (10) и определением для v, получим:

$$p_c > 0.0778\mathrm{RT}c\rho/M. \quad (13)$$

b. Ограничение сверху следует из физических соображений. Так как данный метод используется для определения критического давления фракций C_{6+}, то критическое давление не должно превышать значения для nC_5 (н-пентана):

$$p_c < 3.37\ \text{МПа}. \quad (14)$$

2. В случае, если корреляция для ацентрического фактора фракции зависит от критического давления (например, корреляция Эдмистера), то аналитическим методом не получится определить критическое давление фракции. Необходимо решать систему из двух уравнений (уравнения состояния и уравнения для ацентрического фактора). Такую систему можно решить, например, с помощью метода Ньютона или деления отрезка пополам. При этом в качестве начального приближения можно воспользоваться одной из корреляций для критического давления, например Кеслера-Ли (Kesler, Lee, 1976; Lee, Kesler, 1975). При этом для определения критической температуры фракции также используется корреляция.

Следует отметить, что корректное определение критического давления фракций значительно влияет как на расчет парожидкостного равновесия и свойств фаз при заданных термобарических параметрах, так и на расчет основных PVT-экспериментов по исследованию пластовых флюидов.

Для уравнения состояния Пенга-Робинсона, используя таблицу Катца и Фирузабади (Whitson, Brule, 2000), можно построить однозначную зависимость между критической температурой и критическим давлением для фракций. На рисунке 2 приведены зависимости критического давления от критической температуры для вышеописанного

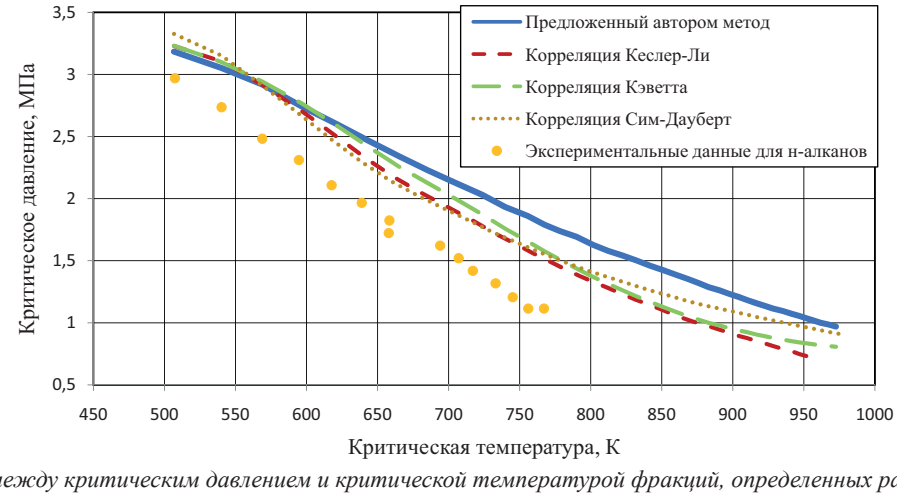


Рис. 2. Зависимость между критическим давлением и критической температурой фракций, определенных различными методами

подхода, а также для наиболее популярных корреляций для определения критического давления.

Из рисунка 2 видно, что критическое давление, определенное с помощью корреляций, значительно отличается от критического давления, определенного при использовании уравнения состояния. Использование предлагаемого авторами подхода позволяет рассчитывать критическое давление фракций опираясь на физические законы, а не на статистические корреляции.

Определив компонентный состав смеси, а также необходимые свойства всех компонент и фракций, PVT-модель углеводородной системы считается созданной. Но данная модель, скорее всего, не будет с необходимой точностью описывать свойства реальной пластовой углеводородной системы вследствие сложности ее состава. Поэтому возникает необходимость адаптации параметров PVT-модели для более точного воспроизведения результатов лабораторных исследований.

Адаптация PVT-модели пластовой нефти

В случае, если в инициализированной PVT-модели точность расчета основных PVT-свойств по результатам моделирования лабораторных и промысловых исследований ниже требуемой, необходимо провести адаптацию PVT-модели к результатам имеющихся исследований. Для адаптации PVT-модели к результатам лабораторных исследований предлагается инженерный поэтапный метод, состоящий из последовательной настройки на ключевые свойства пластовой углеводородной смеси. Данный подход является логичным развитием методов, описанных в (Brusilovsky, Nugaeva, 2008; Yushchenko, Brusilovsky, 2014) и подходит для адаптации PVT-моделей различных типов пластовых углеводородных флюидов (пластовая нефть, газоконденсатная система и т.д.). Блок-схема метода адаптации показана на рис. 3.

Процесс адаптации PVT-модели является поэтапным и итерационным. Каждый из параметров уравнения состояния отвечает за настройку одного из основных свойств пластовой углеводородной системы. Перейдем к описанию алгоритма адаптации:

1. На первом шаге адаптации PVT-модели настраиваемся на соотношение газа и жидкости в составе пластовой системы при сепарации (газосодержание или конденсатогазовый фактор). Адаптацию PVT-модели на значение газосодержания или конденсатогазового фактора (КГФ) будем проводить с помощью варьирования молекулярной массы самой тяжелой фракции (остатка) или нескольких тяжелых фракций.

a. Количество фракций, молекулярную массу которых будет изменять, зависит от их мольной доли в составе пластовой углеводородной системы. Так для «черной нефти» с компонентным составом до C_{36+} обычно достаточно изменения молекулярной массы только фракции остатка для адаптации значения газосодержания. При этом для газоконденсатной системы, возможно, будет необходимо изменять молекулярную массу всех фракций от C_6 и тяжелее (не более 3–5 %) для адаптации КГФ на сепараторе. Важно отметить, что изменять молекулярные массы фракций желательно пропорционально (на один и тот же процент).

b. Так как в лаборатории значение молекулярной массы сепарированной углеводородной жидкости определяется с погрешностью 3–5 %, в PVT-модели имеется возможность изменения молекулярной массы тяжелых фракций в пределах 5–10 % без нарушения ее физической корректности.

c. Обязательно при изменении молекулярной массы тяжелых фракций необходимо пересчитать все свойства (плотность, критические параметры, ацентрический фактор) этих фракций согласно подходу, описанному выше. Для пересчета используются те же корреляции и уравнение состояния, что и для расчета свойств фракций изначально.

d. Увеличение молекулярной массы (вместе с пересчетом свойств фракций) приводит к снижению доли газа в газожидкостной смеси при сепарации.

e. Отдельно стоит отметить, что необходимо проводить адаптацию PVT-модели на условия сепарации, соответствующие промысловым.

f. В случае отсутствия данных по промысловым условиям сепарации, адаптацию необходимо проводить на стандартную сепарацию.

Отдельно стоит отметить, что в России при лабораторных исследованиях определяют потенциальное содержание стабильного конденсата (или группы C_{5+}), так как этот параметр участвует в подсчете запасов по методикам ГКЗ. В случае наличия данного параметра в техническом отчете, в PVT-модели молекулярная масса последней фракции остатка однозначно вычисляется при известном значении потенциального содержания стабильного конденсата по следующей формуле:

$$M_{C_{n+}} = \frac{0.02404*\left(1-z_{C_{5+}}\right)*\Pi_{C_{5+}} - \sum_{i=0}^{n-1} z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{z_{C_{n+}}} \qquad (15)$$

Здесь $z_{C_{5+i}}$, $M_{C_{5+i}}$ – мольная доля и молекулярная масса *i*-ой фракции группы C_{5+} в пластовом газе; *n* – количество компонент в группе C_{5+}; $\Pi_{C_{5+}}$ – потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе, г/м^3 сухого газа.

Если молекулярная масса последней фракции (C_{N+}) получилась меньше, чем молекулярная масса предпоследней фракции (C_{N-1}), то необходимо сгруппировать фракции C_{N-1} и C_{N+} и вычислить молекулярную массу для объединенной псевдофракции по вышеприведенной формуле для настройки на потенциальное содержание группы C_{5+} в пластовом газе.

При наличии данных о потенциальном содержании стабильного конденсата, адаптация КГФ проводится с помощью изменения шифт параметров компонент C_2-C_4 после выполнения п.2 (настройки модели на кривую потерь насыщенного конденсата). Увеличение шифт-параметра компонент приводит к росту КГФ, зависимость является линейной. Значения шифт-параметра можно изменять в 10–30 раз.

2. На втором шаге адаптации PVT-модели эксперименты, на которые проводим настройку, для пластовой нефти и газоконденсатной системы будут отличаться, но адаптация будет проводиться на эти эксперименты одними и теми же параметрами PVT-модели.

Для пластовой нефти проводим адаптацию PVT-модели на кривую зависимости изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре (или на среднее значение изотермического коэффициента сжимаемости от пластового давления до давления насыщения, если более

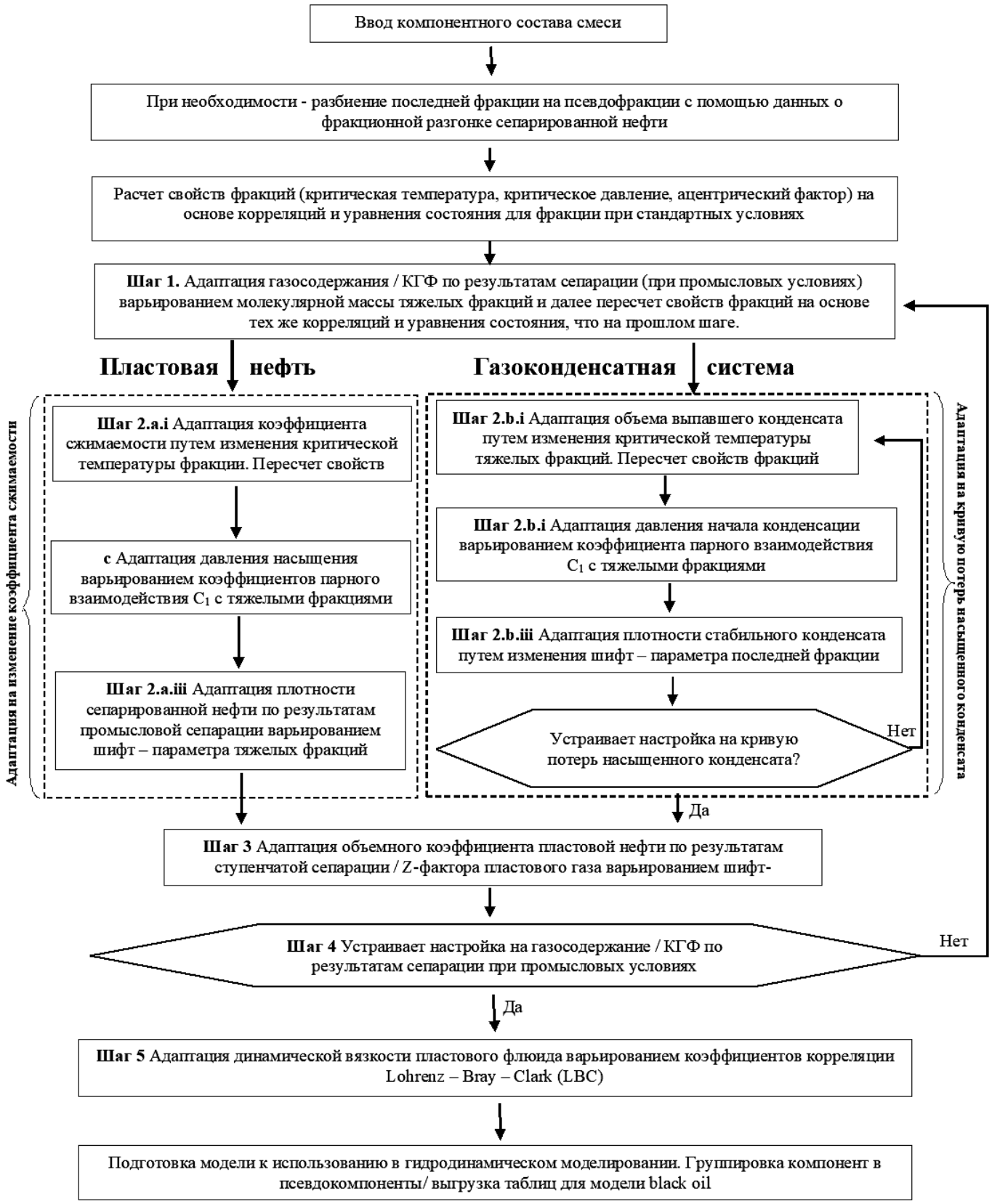


Рис. 5. Блок-схема адаптации PVT-модели пластового флюида

подробных данных нет в отчете). Настройка проводится на коэффициент сжимаемости при давлениях выше давления насыщения. Если коэффициент сжимаемости не приведен в отчете, его можно вычислить по следующей формуле при известном объемном коэффициенте пластовой нефти:

$$c_T^{P_0-P_1} = -\frac{1}{B_0}\frac{(B_0-B_1)}{(P_0-P_1)} \quad (16)$$

где $c_T^{P_0-P_1}$ – изотермический коэффициент сжимаемости пластовой нефти при изменении давления от P_0 до P_1, 1/МПа; B_0 – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P_0; B_1 – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P_1; P_0, P_1 – давления, МПа.

Адаптация PVT-модели на кривую изменения изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти

от давления проводится в три последовательных этапа. Схематически подход к адаптации показан на рисунке 4. Подход является последовательным.

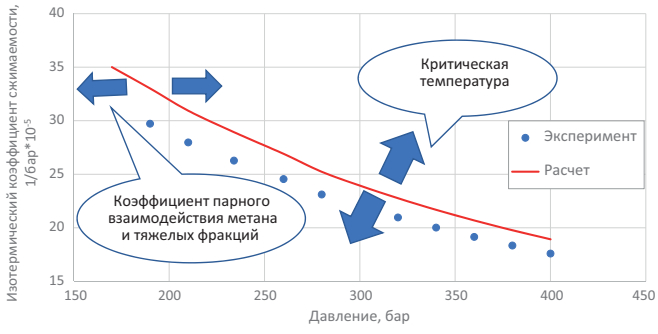


Рис. 4. Влияние параметров уравнения состояния на зависимость изотермического коэффициента сжимаемости от давления

i. На первом этапе **путем изменения критической температуры самой тяжелой фракции (остатка) или нескольких тяжелых фракций проводим адаптацию на значение коэффициента сжимаемости при давлениях близких к пластовым**. При адаптации необходимо соблюдать следующие требования для выполнения условий по физичности PVT-модели:

1. Критическая температура более легкой фракции не может быть выше критической температуры более тяжелой фракции;

2. Диапазон изменения критических температур тяжелых фракций в большинстве случаев составляет не более 5–10 %;

3. При изменении критической температуры фракции обязательно необходимо пересчитать критическое давление и ацентрический фактор фракции (желательно согласно подходу, описанному выше в данной статье), используя те же корреляции и уравнение состояния.

ii. На втором шаге адаптируем давление насыщения пластовой нефти при пластовой температуре. **Адаптацию проводим с помощью изменения коэффициента парного взаимодействия метана (C_1) и тяжелых фракций.** Зависимость давления насыщения от коэффициента парного взаимодействия линейная.

1. Допустимый диапазон изменения коэффициента парного взаимодействия от -0.2 до 0.2. При большем изменении параметра кривая предельного насыщения пластовой системы на фазовой диаграмме в области низких температур (от 20°C и ниже) начинает задираться вверх, что далеко не всегда физически обосновано, особенно для пластовых нефтей.

2. При невозможности воспроизвести давление насыщения пластовой нефти путем изменения коэффициента парного взаимодействия метана и остатка, необходимо перейти к изменению коэффициентов парного взаимодействия между метаном и фракциями от C_6 и тяжелее. При этом значение коэффициентов парного взаимодействия метана и углеводородных фракций должно увеличиваться от C_6 до остатка линейно. Изменять коэффициенты парного взаимодействия метана с тяжелыми фракциями возможно также в диапазоне от -0.2 до 0.2.

3. Если в составе пластовой углеводородной системы основным газовым компонентом является не метан, а, например, азот, углекислый газ или сероводород, то в таком случае адаптацию на давление насыщения проводим с помощью изменения коэффициентов парного взаимодействия этого газового компонента с тяжелыми фракциями.

iii. На третьем шаге **проводим адаптацию плотности сепарированной нефти (при стандартных условиях) по результатам сепарации при промысловых условиях.** Адаптацию проводим с помощью изменения шифт-параметра последней фракции (остатка). Зависимость плотности сепарированной нефти от шифт-параметра линейная.

1. Шифт-параметр остатка может изменяться в широком диапазоне значений. При невозможности настроить плотность сепарированной нефти при существенном изменении значения шифт-параметра остатка (в 10–20 раз), необходимо перейти к изменению шифт-параметров фракций от C_6 до остатка. При этом значения шифт-параметров должно изменяться линейно от C_6 до самой тяжелой фракции.

2. При отсутствии лабораторных данных о сепарации, соответствующей промысловым условиям, необходимо проводить настройку плотности сепарированной нефти на результаты стандартной сепарации.

3. При изменении расчетного значения плотности сепарированной нефти значение газосодержания может изменяться.

b. **Для газоконденсатной системы проводим адаптацию PVT-модели на кривую потерь насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации (CVD, Constant Volume Depletion).** В данном эксперименте воспроизводим долю жидкой фазы от давления в системе. Наиболее важным участком кривой является диапазон от давления начала ретроградной конденсации до давления максимальной конденсации. На рисунке 4 на графике кривой потерь насыщенного конденсата от давления показано, какими из параметров проводится адаптация на отдельные участки кривой. Настройка проводится в 3 этапа, для точной настройки может потребоваться 2–3 итерации.

i. На первом этапе **изменением критической температуры тяжелых фракций проводим адаптацию (желательно с использованием графического представления) количества выпавшего конденсата в диапазоне давлений, при которых идет процесс ретроградной конденсации.** Если расчетная кривая оказывается выше экспериментальной, то следует уменьшать критическую температуру тяжелых фракций. В соответствии с изменённой критической температурой обязательно пересчитываем критическое давление и ацентрический фактор фракции по методике, описанной выше, используя те же корреляции и уравнение состояния.

Условия, которые необходимо выполнять при изменении критической температуры тяжелых фракций, описаны в пункте 2.a.i.

ii. На втором этапе настраиваем **давление начала ретроградной конденсации и количество выпавшего конденсата вблизи давления начала конденсации с помощью изменения коэффициентов парного взаимодействия метана (C_1) и тяжелой фракций остатка (или нескольких тяжелых фракций)**. Увеличение

коэффициентов приводит к увеличению давления начала конденсации и наоборот.

Процесс адаптации давления начала конденсации идентичен тому, что описан в пункте 2.a.ii. Отдельно необходимо отметить, что при доле фракции остатка меньше 1 % мол., увеличение только коэффициента парного взаимодействия между метаном и остатком будет приводить к искривлению кривой потерь насыщенного конденсата вблизи давления начала конденсации и увеличению давления начала ретроградной конденсации.

iii. На третьем этапе **проводим адаптацию плотности стабильного конденсата с помощью варьирования шифт-параметра тяжелых фракций**. Если рассчитанная плотность стабильного конденсата меньше экспериментальной, то увеличиваем значение шифт-параметра. Адаптация значения плотности стабильного конденсата идентична п.2.a.iii.

Пункт 2.b.i-iii. выполняем последовательно, итерационно, пока не достигнем желаемой точности настройки на кривую потерь насыщенного конденсата. Влияние параметров на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата приведено на рис. 5.

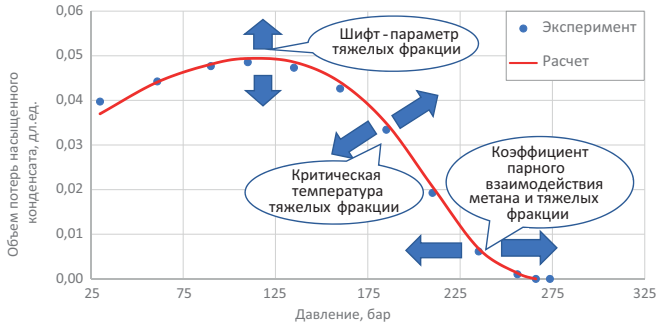


Рис. 5. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата

Дополнительно необходимо отметить, что точная настройка на кривую потерь насыщенного конденсата, а также на остальные основные PVT-свойства газоконденсатной системы позволяет рассчитывать в модели потери C_{5+} в добываемом газе также с высокой точностью.

3. **Далее настраиваем соотношение объема флюида при пластовых термобарических условиях и при стандартных условиях.** Для пластовой нефти проводим адаптацию объемного коэффициента пластовой нефти при начальных пластовых условиях по результатам ступенчатого разгазирования (при промысловых условиях), а для пластовой газоконденсатной системы – адаптацию Z-фактора пластового газа при начальных пластовых условиях с помощью варьирования шифт-параметра метана (C_1). Зависимость Z-фактора пластового газа и объемного коэффициента пластовой нефти от шифт-параметра метана линейная, обратно пропорциональная.

a. Шифт-параметр метана (C_1) может изменяться в широком диапазоне значений. При невозможности настроить объемный коэффициент пластовой нефти и z-фактор при существенном изменении значения шифт-параметра метана (в 10–30 раз), необходимо перейти к изменению шифт-параметров легких газовых компонент: азота (N_2), диоксида углерода (CO_2), сероводорода (H_2S), этана (C_2). Значение шифт-параметров этих компонент можно изменять в 10–30 раз.

b. При высоком содержании в составе пластовой нефти неуглеводородных газов, для настройки объемного коэффициента пластовой нефти/z-фактора пластового газа необходимо изменять шифт-параметры этих компонент.

c. При отсутствии лабораторных данных о ступенчатой сепарации необходимо проводить настройку объемного коэффициента по результатам однократного разгазирования (стандартной сепарации).

4. На следующем шаге сравниваем рассчитанное с помощью PVT-модели значение КГФ на сепараторе/газосодержание пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования при промысловых условиях с лабораторными и промысловыми данными. В случае, если относительное отклонение расчетного значения свыше необходимого (максимум не более 5 %), то необходимо заново повторить пп. 1–3. Если относительное отклонение расчетного и фактического значения газосодержания/КГФ не превышает необходимую величину, переходим к следующему пункту.

a. При настройке PVT-модели пластового флюида достаточно 2–3 итераций, при этом относительное отклонение от экспериментальных данных расчетных PVT-свойств по пп. 1–3 не превышает 1 %.

5. На пятом шаге настраиваем **зависимость динамической вязкости пластового флюида от давления при пластовой температуре с помощью изменения коэффициентов корреляции Lohrenz-Bray-Clark (LBC) (Lohrenz et al., 1964) или Pedersen (Pedersen, Fredenslund, 1987).** Стоит отметить, что вязкость не является термодинамическим параметром и не рассчитывается с помощью уравнения состояния. Вязкость – это теплофизический параметр, и в PVT-симуляторах для расчета вязкости используются корреляции, поэтому изменение коэффициентов корреляции LBC или Pedersen при адаптации динамической вязкости никак не повлияет на расчет остальных PVT-свойств.

a. При наличии не менее пяти точек данных по динамической вязкости пластового флюида при пластовой температуре адаптацию PVT-модели на экспериментальные данные лучше проводить с помощью регрессии. В качестве настраиваемых свойств выбираем значения вязкости пластового флюида выше давления насыщения и растворенного газа/конденсата при давлениях ниже давления насыщения, а в качестве варьируемых параметров выбираем все коэффициенты корреляции LBC или Pedersen.

b. Если в отчете о лабораторных исследованиях нет данных о зависимости динамической вязкости газа от давления при пластовой температуре, то для адаптации модели с помощью регрессии в качестве экспериментальных данных можно использовать данные, рассчитанные с помощью корреляции LBC или Pedersen со значением коэффициентов «по умолчанию». Если эти значения не указать для адаптации модели, то после регрессии модель может корректно воспроизводит вязкость жидкой фазы, но некорректно вязкость газа.

c. Если имеются данные по вязкости пластового флюида только в одной точке, например, при начальных пластовых термобарических условиях, то значение вязкости адаптируется путем варьирования нулевого коэффициента

корреляции LBC или Pedersen. Зависимость вязкости пластового флюида от изменения значения нулевого коэффициента линейная. Адаптацию на одно значение вязкости имеет смысл проводить таким образом, так как изменение «нулевого» коэффициента корреляции не приводит к изменению формы кривой, а только смещает ее относительно оси ординат.

Выгрузка данных для гидродинамического моделирования

Возможны несколько вариантов выгрузки данных по PVT-модели для дальнейшего использования в гидродинамическом моделировании:

• *Для композиционного моделирования.* В этом случае большое значение имеет количество компонент в модели пластовой смеси, так как от этого зависит скорость расчета. Поэтому перед тем, как использовать созданную на основе описанного метода PVT-модель, ее необходимо модифицировать, сократив количество компонент в смеси посредством группировки. Методы группировки компонент описаны в (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007). Далее приведены несколько рекомендаций по правилам группировки компонент:

a. «Газовые» (CO_2, N_2, H_2S, C_1-C_4) и «нефтяные» (C_5 и тяжелее) компоненты нельзя группировать друг с другом, т.к. это может повлиять на перераспределение парожидкостного равновесия в системе;

b. Газовые компоненты лучше объединять следующим образом: N_2-C_1, CO_2–H_2S-C_2, C_3-C_4 по схожести свойств;

c. Если планируется закачка газа (например, CO_2), то данный компонент не рекомендуется объединять с остальными;

d. Тяжелые компоненты рекомендуется объединять таким образом, чтобы закономерность распределения мольной доли от молекулярной массы компонент сохранялась. Для более точного моделирования ретроградных процессов вблизи давления начала конденсации несколько последних фракций не следует объединять.

После объединения компонент в псевдокомпоненты рекомендуется проверить, насколько точно модифицированная PVT-модель воспроизводит основные свойства углеводородной системы. Если необходимо, то модель адаптируется с помощью описанной выше методики.

Кроме того, при выгрузке данных по PVT-модели для залежей большой мощности (более 50 м) необходимо производить выгрузку изменение состава с глубиной. При этом необходимо указать температурный градиент, исходную точку по глубине и диапазон глубин, в которых необходимо рассчитать состав пластовой смеси.

• *Для моделирования типа «черная нефть».* В PVT-симуляторах необходимо при создании таблиц выбирать тип нефти – live oil (живая нефть). Это значит, что из нефти может выделяться или в ней растворяться газ при изменении давления.

a. Для месторождений пластовой нефти при создании таблиц для модели «черной нефти» принято выбирать в PVT симуляторах при выгрузке таблиц PVT-свойств растворенного газа тип dry gas (сухой газ). В таком случае не подразумевается при гидродинамическом моделировании растворение в газовой фазе конденсата и его выпадение при изменении давления. В случае необходимости учета возможности растворения конденсата в газе необходимо в PVT-симуляторах выбирать функцию wet gas (жирный газ).

b. При выгрузке PVT-таблиц для гидродинамического моделирования типа «черная нефть» используется методика, разработанная Витсоном и Торпом (Whitson, Torp, 1983; Dodson et al., 1953), при которой используются результаты моделирования двух экспериментов – ступенчатой сепарации при промысловых условиях и дифференциального разгазирования/CVD. При использовании данного метода для каждого шага по давлению в эксперименте по дифференциальному разгазированию/CVD, пластовый флюид приводится к стандартным условиям с помощью ступенчатой сепарации. Таким образом корректно описывается как процесс изменения свойств нефти в пласте при пластовой температуре, так и процесс сепарирования на устье.

c. В PVT-симуляторах при создании PVT-таблиц для модели «черной нефти» с опциями live oil + wet gas для газоконденсатной системы для полного выделения конденсата необходимо на одной из ступеней указывать низкотемпературную сепарацию (температура на ступени порядка (-30)–(-50) С, давление на ступени 1–5 бар), на остальных ступенях необходимо указывать термобарические условия промысловой сепарации, для которых проводилась настройка PVT-модели.

Примеры адаптации PVT-моделей реальных пластовых флюидов

Рассмотрим примеры адаптации PVT-моделей различных типов пластовых флюидов, отличающихся как по фазовому состоянию при начальных пластовых термобарических условиях, так и по PVT-свойствам. Компонентный состав пластовых флюидов в % мол., для которых проводилась адаптация PVT-моделей, приведен в табл. 2.

Свойства фракций, полученных в результате разбиения остатка на псевдофракции с помощью данных о разгонке сепарированной нефти и стабильного конденсата, для смесей №4 и №6 представлены в таблице 3, 4. Для смеси №2 разбиение остатка на псевдофракции было сделано с помощью метода гамма-распределения Витсона (Whitson, Brule, 2000), данные по псевдофракциям представлены в табл. 4.

В табл. 2 приведены компонентный состав 8 смесей пластовых флюидов, первые 4 смеси являются пластовыми газоконденсатными системами с различным содержанием растворенного конденсата. Последние 4 смеси – это пластовые нефти с различным газосодержанием и плотностью сепарированной нефти. PVT-свойства данных пластовых флюидов приведены в таблицах 5–8. Кроме того, в данных таблицах приведены рассчитанные значения PVT-свойств для инициализированных моделей до адаптации и моделей после адаптации с использованием вышеописанного поэтапного подхода.

В табл. 6 и на рис. 6 представлены данные по потерям насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации (CVD). Как видно из рис. 6 и табл. 6–7, с помощью подхода по адаптации PVT-моделей, описанного выше, удалось с высокой точностью настроиться не только на основные PVT-свойства флюида при

	Мол. масса	Смесь №1	Смесь №2	Смесь №3	Смесь №4	Смесь №5	Смесь №6	Смесь №7	Смесь №8
Тип флюида		Газ. конд	Газ. конд	Газ. конд	Газ. конд	нефть	нефть	нефть	нефть
N_2	28	0.005	0.22	0.247	0.81	0.405	0.330	0.047	0.159
CO_2	44	0.136	13.34	0.631	5.46	0.735	1.157	0.116	0.079
H_2S	34	0.000	25.77	0.000	3.21	0.000	0.000	0.000	0.000
C_1	16	92.077	52.34	75.215	70.07	61.88	31.708	38.109	23.440
C_2	30	4.080	2.19	7.201	6.08	9.245	11.589	1.614	0.333
C_3	44	1.420	0.98	4.394	2.72	6.155	12.093	0.134	0.2
iC_4	58	0.285	0.29	0.953	0.66	1.260	1.022	0.649	0.837
nC_4	58	0.382	0.56	1.514	1.32	2.055	3.592	0.080	0.253
iC_5	72	0.258	0.34	0.537	1.92	0.560	0.670	1.181	1.072
nC_5	72	-	0.29	0.565	-	0.58	1.035	0.043	0.647
C_6	86	0.194	0.52	0.772	1	0.665	1.582	1.834	6.351
C_7	96	0.260	3.16	1.160	6.76	16.46	2.542	5.681	7.052
C_8	107	0.422		1.330			3.942	7.541	6.716
C_9	121	0.161		0.801			3.242	5.951	4.451
C_{10}	134	0.109		0.698			3.039	5.102	5.285
C_{11}	147	0.211		0.463			2.568	3.909	4.208
C_{12}	161			0.390			2.178	3.242	3.575
C_{13}	175			0.349			1.969	3.282	3.389
C_{14}	190			0.310			1.766	2.659	3.170
C_{15}	206			0.286			1.651	2.619	2.981
C_{16}	222			0.256			1.276	1.914	2.533
C_{17}	237			0.192			1.226	2.022	2.335
C_{18}	251			0.210			0.756	1.267	2.270
C_{19}	263			0.142			0.995	1.364	2.081
C_{20}	275			0.151			0.729	1.051	1.723
C_{21}	291			0.132			0.743	0.905	1.545
C_{22}	305			0.100			0.537	0.832	1.381
C_{23}	318			0.103			0.545	0.71	1.235
C_{24}	331			0.093			0.463	0.551	1.089
C_{25}	345			0.084			0.472	0.589	0.994
C_{26}	359			0.075			0.359	0.464	0.893
C_{27}	374			0.068			0.358	0.416	0.824
C_{28}	388			0.062			0.300	0.41	0.756
C_{29}	402			0.056			0.293	0.412	0.687
C_{30}	416			0.050			0.250	0.358	0.647
C_{31}	430			0.045			0.243	0.365	0.567
C_{32}	444			0.040			0.215	0.274	0.533
C_{33}	458			0.036			0.195	0.265	0.452
C_{34}	472			0.032			0.171	0.247	0.431
C_{35}	486			0.029			0.159	0.209	0.380
C_{36+}	-			0.228			2.040	1.582	2.446
Мол. масса остатка		186	168	583	203	188	524	580	623
Мол. масса пл. флюида		19	31	33.7	35	48.5	95	116	156

Табл. 2. Компонентный состав пластовых флюидов в % мол., для которых проводилась адаптация PVT-модели

Смесь №4	Процент выкипания, % об.	Начало кипения	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%
	Температура, °C	65	105	130	155	190	239	285	340
Смесь №5	Процент выкипания, % об.	Начало кипения	7%	15%		29%	40%	54%	
	Температура, °C	68	100	150		200	250	300	

Табл. 3. Результаты фракционной разгонки для смесей №4 и №5

	Компонент	$1C_{7+}$	$2C_{7+}$	$3C_{7+}$	$4C_{7+}$	$5C_{7+}$	$6C_{7+}$	$7C_{7+}$	$8C_{7+}$
Смесь №2	Молекулярная масса	113	160	197	257	401	-	-	-
	Мольная доля, %	1.500	0.696	0.323	0.488	0.153	-	-	-
Смесь №4	Молекулярная масса	96	108	121	132	169	204	251	331
	Мольная доля, %	0.615	1.08	0.987	0.919	0.744	0.636	0.53	1.249
Смесь №5	Молекулярная масса	94	115	125	145	190	318	-	-
	Мольная доля, %	1.89	1.952	3.263	2.284	2.293	4.778	-	-

Табл. 4. Мольные доли и молекулярная масса псевдофракций, полученных по результатам применения описанного в статье подхода по данным фракционной разгонки

пластовых условиях и по результатам сепарации, но также и на кривые потерь конденсата от давления, для пластовых газоконденсатных систем.

В табл. 8 и на рис. 7 представлены зависимости изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления по результатам контактного разгазирования.

Параметры	Смесь №1			Смесь №2			Смесь №3			Смесь №4		
	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации
Пластовая температура, °С		55			110			109			88	
Пластовое давление, МПа		25.7			61.2			63.4			57.3	
Давление начала конденсации, МПа	23.3	23.7	23.3	42.8	25.7	42.8	54.9	53.9	54.7	50.9	52.2	50.9
Динамическая вязкость пластового флюида, мПа*с	-	0.025	0.025	-	-	-	0.11	0.07	0.1	0.1	0.08	0.1
Плотность при пластовых условиях, кг/м^3	199	198.3	199	420	469	431	443.4	449.2	447	430	450	430
Температура сепарации, °С		-29			30			31			30	
Давление сепарации, МПа		3.3			5.5			4.26			6.0	
Z –фактор при пластовых условиях	0.88	0.90	0.88	1.12	1.27	1.13	1.51	1.5	1.51	1.34	1.49	1.33
Потенциальное содержание стабильного конденсата (C_{5+}) в пластовом газе, г/ст.м^3 сухого газа	75.4	76	75.4	269	250	269	661	640	652	645	640	645
Конденсатогазовый фактор, см^3/м^3	144	130	144	506	337	501	1094	1163	1010	1200	963	1210
Плотность стабильного конденсата, кг/м^3	730	737	730	805	731	805	810.4	802.4	810	811	727	811
Молекулярная масса стабильного конденсата	108	111	108	157	153	158	185	159.5	190	165	172	164

Табл. 5. Экспериментальные и расчетные PVT-свойства пластовых смесей №1-№4 до и после адаптации модели

Смесь №1				Смесь №2				Смесь №3				Смесь №4			
Давление, МПа	Доля жидкой фазы, %			Давление, МПа	Доля жидкой фазы, %			Давление, МПа	Доля жидкой фазы, %			Давление, МПа	Доля жидкой фазы, %		
	Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации
25.7	0	0	0	**61.2**	0	0	0	**63.4**	0	0	0	**50.9**	0	0	0
23.3	0	0	0	**55.1**	0	0	0	**56.1**	0	0	0	**48**	0.5	10.2	0.3
20.7	0.23	0.48	0.25	**49.0**	0	0	0	**54**	0.8	0	0.9	**44**	16.2	21.3	16.5
18.2	0.5	0.8	0.51	**38.6**	0.5	0	0.5	**52**	3.0	13.7	3.8	**39.5**	22.5	23.1	22.0
15.7	0.78	1.02	0.77	**30.6**	1.9	0	1.9	**49**	7.7	20.6	8.1	**30.5**	26.1	25.3	25.9
13.2	0.96	1.21	0.96	**24.5**	2.9	2.3	3.0	**46**	11.8	23.4	12.4	**20.5**	26.3	25.5	26.3
10.6	1.05	1.32	1.06	**18.4**	3.6	8.9	3.7	**43**	15.9	24.8	16.5	**10.5**	24.5	24.2	24.6
8.1	1.08	1.36	1.09	**12.2**	3.8	7.5	3.9	**40**	19.1	25.6	18.9				
5.6	1.06	1.29	1.08	**6.12**	3.7	6.6	3.6	**36**	21.9	26.1	22.8				
2.9	0.96	1.22	1.01	**-**	-	-	-	**32**	23.9	26.3	24.6				
								28	25.1	26.2	25.4				
								24	25.6	26.0	25.5				
								20	25.6	25.5	25.1				
								14	24.9	24.3	23.9				
								7	22.7	22.2	21.7				
								0.48	17.9	17.5	17.4				

Табл. 6. Результаты эксперимента по контактно-дифференциальной конденсации (CVD) для смесей №1 – №4

Как видно из рис. 7 и табл. 7–8, вышеописанный подход к адаптации PVT-моделей позволяет с высокой точностью воспроизвести свойства пластовой нефти как при пластовых условиях, так и по результатам сепарации, а также точно воспроизвести поведение пластовой системы при изменении давления.

Таким образом, на примере реальных пластовых смесей месторождений нефти и газа РФ показаны возможности по адаптации PVT-моделей пластовых флюидов различных типов с помощью разработанного поэтапного подхода. Данный подход может быть реализован с помощью автоматического алгоритма и использоваться в PVT-симуляторах для автоматизированной адаптации моделей аналогично методам регрессии. Но в отличие от регрессии, в предложенном подходе для настройки каждого из PVT-свойств используется отдельный параметр уравнения состояния. Таким образом, адаптация проводится более структурировано и не приводит к тому, что математическая модель становится физически некорректной.

Заключение

В данной статье подробно описан поэтапный алгоритм создания и адаптации PVT-модели пластового углеводородного флюида по результатам лабораторных и промысловых исследований.

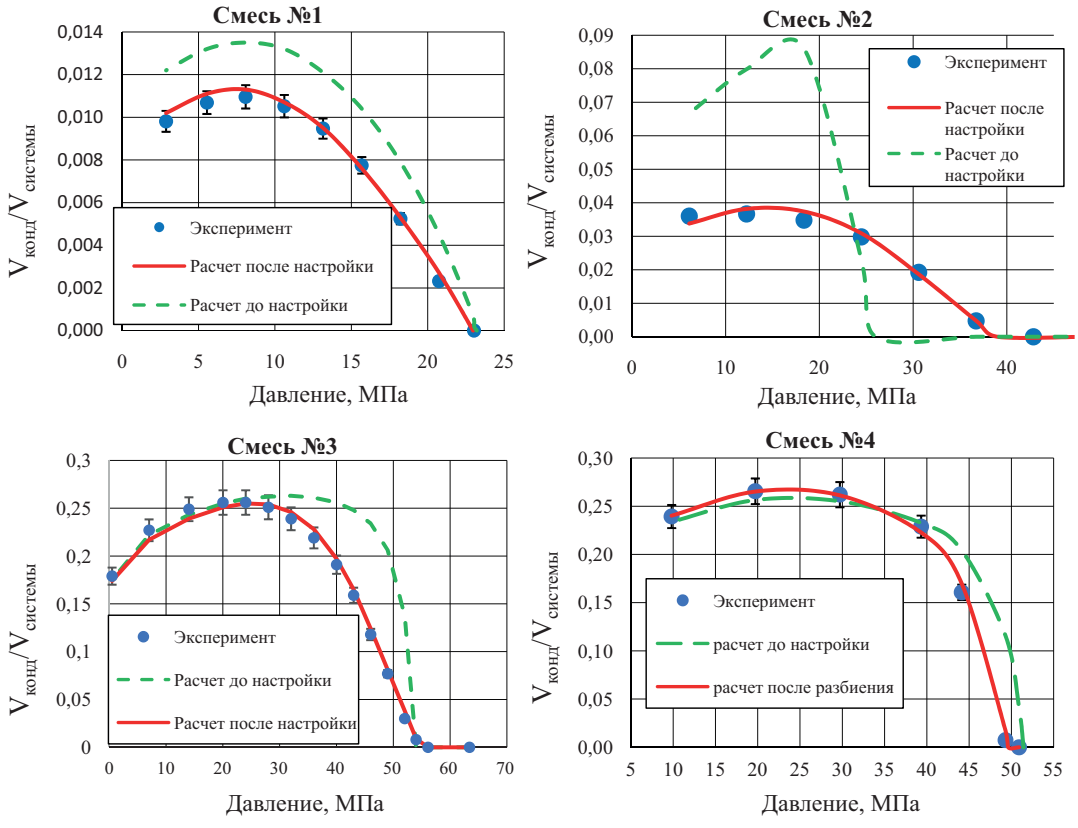


Рис. 6. Кривые потерь насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации для пластовых смесей №1-№4

	Смесь №5			Смесь №6			Смесь №7			Смесь №8		
	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации
Пластовая температура, °С		102			100			66			47.8	
Пластовое давление, МПа		42			23.4			17.4			8.95	
Давление насыщения, МПа	31.5	30.9	31.5	18.5	15.0	18.5	16.2	12.7	16.2	7.44	6.43	74.4
Средний коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10^{-4}	40.5	51.8	41.7	22.1	27.5	22.3	15.2	16.1	15.2	14.2	11	13.8
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа*с	0.12	0.13	0.12	0.36	0.64	0.36	0.71	1.70	0.71	2.14	3.62	2.14
Плотность при пластовых условиях, кг/$м^3$	535	488	508	722	674.4	715	750.4	740.4	758	792.5	791.5	793.1
Однократное разгазирование												
Газосодержание, $м^3/м^3$	537	470	536	159	158.3	163	81.1	74.7	79	34.2	33.6	34.5
Объемный коэффициент пл. нефти	2.711	2.604	2.647	1.415	1.52	1.451	1.239	1.202	1.235	1.107	1.091	1.104
Плотность сеп. нефти, кг/$м^3$	828	738.3	825	833.7	835	837	864	830.2	863	848.4	836.1	845.9
Плотность газа	1.01	0.94	0.97	1.18	1.19	1.18	0.824	0.793	0.805	0.829	0.826	0.834
Ступенчатая сепарация												
Давление на ступенях сепарации, МПа	1ст.: 0.8, 2ст.: 0.25 3ст.: 0.1			1ст.: 0.55, 2ст.: 0.16 3ст.: 0.1			1ст.: 0.56, 2ст.: 0.32 3ст.: 0.1			1ст.: 0.8, 2ст.: 0.1		
Температура на ступенях сепарации, °С	1ст.: 20, 2ст.: 20, 3ст.: 20			1ст.: 25, 2ст.: 25, 3ст.: 20			1ст.: 28, 2ст.: 28, 3 ст.: 20			1ст.: 44, 2ст.: 20		
Газосодержание, $м^3/м^3$	481	418	483	150	140.6	148	77.4	72	76.2	33	32.3	33.1
Объемный коэффициент пл. нефти	2.462	2.246	2.464	1.392	1.452	1.392	1.19	1.19	1.19	1.102	1.086	1.101
Плотность сеп. нефти, кг/$м^3$	812	723	812	828.3	824.4	828.8	861	828.6	861	846.2	835.1	844.6
Плотность газа	0.96	0.89	0.94	1.1	0.97	1.1	0.762	0.735	0.755	0.805	0.79	0.79

Табл. 7. Экспериментальные и расчетные PVT-свойства пластовых смесей №5-№8 до и после адаптации модели

Смесь №5				Смесь №6				Смесь №7				Смесь №8			
Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10^{-4}			Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10^{-4}			Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10^{-4}			Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10^{-4}		
	Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации
42	32.7	41.9	34.5	**23.4**	20.9	24.8	20.9	**17.4**	15.1	15.6	15.0	**9.00**	14.41	10.6	13.2
40	34.9	44.6	36.6	**22.6**	21.4	25.3	21.3	**16.17**	15.3	16.1	15.4	**8.2**	14.47	10.9	13.6
38	37.3	47.8	38.9	**21.5**	21.9	25.8	22.0	**16.15**	15.3	16.1	15.4	**7.6**	14.53	11.0	13.7
36	40.1	51.3	41.5	**20.9**	22.2	26.6	22.3	**13.0**		17.5		**7.4**	14.54	11.1	13.8
34	43.3	55.3	44.4	**19.4**	22.9	27.5	23.3	**12.7**		17.6		**7.2**		11.13	
32	46.9	60.0	47.7	**18.5**	23.2	28.4	23.8	**12.5**		15.6		**7.0**		11.15	
31.5	48.2	61.7	48.5									**6.8**		11.2	
												6.6		11.3	

Табл. 8. Результаты эксперимента по контактному разгазированию для смесей №5-№8

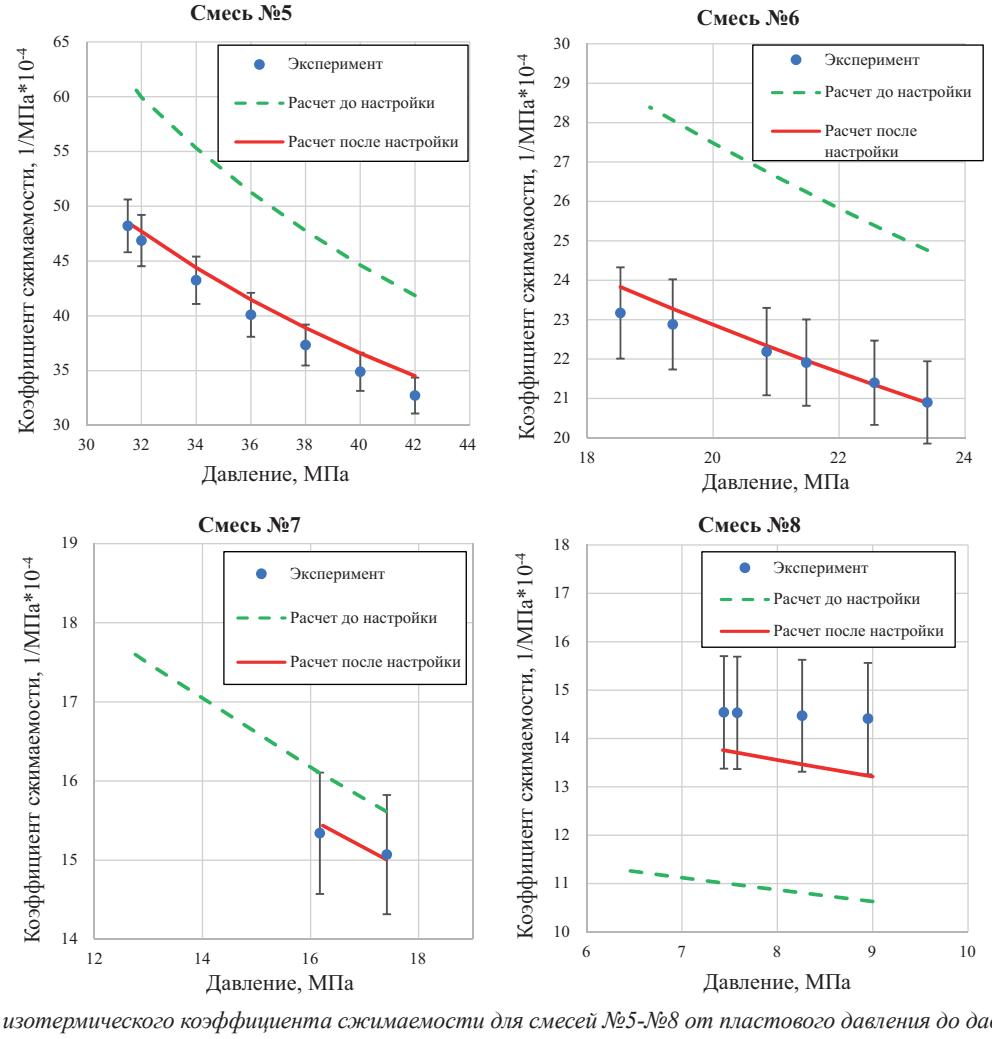


Рис. 7. Изменение изотермического коэффициента сжимаемости для смесей №5-№8 от пластового давления до давления насыщения

Для использования разработанного подхода необходимо наличие проведение стандартных лабораторных и промысловых исследований, которые проводятся практически для всех отбираемых проб пластовых флюидов. Предлагаемый алгоритм адаптации является поэтапным, для настройки каждого из PVT-свойств используется отдельный параметр уравнения состояния. Таким образом, разработанный подход может быть алгоритмизирован и использован в программных продуктах для создания и адаптации математической модели.

Одной из важных частей разработанного подхода является расчет критического давления тяжелых фракций с помощью методики, основанной на применении уравнения состояния для фракции при стандартных условиях. Использование такого подхода позволяет с более высокой точностью описывать поведение реальных природных

углеводородных систем, и упрощает процесс адаптации модели на результаты лабораторных исследований.

В качестве примера использования разработанного подхода по адаптации PVT-моделей пластовых флюидов в статье приведены 8 реальных смесей пластовых нефтей и газоконденсатных систем.

Отдельно необходимо отметить, что предлагаемый в статье подход разработан для адаптации на основные лабораторные и промысловые исследования, которые проводятся практически для всех отбираемых проб пластовой нефти.

Для адаптации на специальные исследования, такие как минимальное давление смесимости при закачке газов (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007), swelling тест (Pedersen, Cristensen, 2007), определение неравновесности фазовых переходов при разработке месторождений (Lobanova et al., 2016), адаптация компонентного состава фаз на ступенях сепарации и т.д., необходима более тонкая адаптация PVT-моделей. Авторами в будущем планируется разработка подходов к адаптации PVT-моделей на специальные исследования.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту за подробный анализ материалов статьи, а также за комментарии и замечания, которые помогли доработать статью и повысить ее качество.

Литература

Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М: Грааль, 575 с.

Брусиловский А.И. (2011). Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных систем. *Вести газовой науки*, с. 150-165.

Ефимов А.Д., Токарев Д.К., Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г. (2012). Адаптационная схема создания адекватных моделей газоконденсатных систем (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ). *Территория Нефтегаз*, 12, с. 46.

Щебетов А.В., Галкин М.В. (2009). Оценка качества и моделирования газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных. *Газовая промышленность*, 9, с. 40.

Ahmed T. (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, 557 p.

Al-Meshari A.A., McCain W.D. (2005). New Strategic Method to Tune Equation-of-State for Compositional Simulation. SPE-106332, 13 p. https://doi.org/10.2118/106332-MS

API (2003). Sampling Petroleum Reservoir Fluids. Washington: API Recommended Practice 44, Second Edition, 49 p.

Brusilovsky A.I. (1992). Mathematical Simulation of Phase Behavior of Natural Multicomponent Systems at High Pressures with an Equation of State. SPE-20180-PA, 7(01), pp. 117–122. https://doi.org/10.2118/20180-PA

Brusilovsky A.I., Nugaeva A.N. (2008). New Method of Systemic Substantination of Reservoir Crude Oil properties in Calculation of reserves and field development design. SPE-117391-MS, 11 p, https://doi.org/10.2118/117391-MS

Cavett R.H. (1962) Physical Data for Distillation Calculations-Vapor-Liquid Equilibria. *Proc. 27th API Meeting*, San Francisco, p. 351.

Christensen P.L. (1999). Regression to Experimental PVT Data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38, p. 1. https://doi.org/10.2118/99-13-52

Coats K.H., Thomas L.K., Pierson R.G (1995). Compositional and Black oil Reservoir Simulation. *SPE Res Eval & Eng*, 1(04), pp. 372-379. http://dx.doi.org/10.2118/50990-PA

Coats K.H., Smart G.T. (1986). Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data. SPERE, 5, p. 277. https://doi.org/10.2118/11197-PA

Dodson C.R., Goodwill D., Mayer E.H. (1953). Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems. *Transactions of AIME*, 198, pp. 287-298. https://doi.org/10.2118/953287-G

Fahim F.A., Al-Sahhaf T.A. (2009). Fundamentals of Petroleum Refining. Oxford, UK: Elsevier, 516 p.

Fateev D.G., Nesterenko A.N. (2014). Unification of Approaches in the Study of the Characteristics of Gas-Condensate Systems. SPE-171249-MS, https://doi.org/10.2118/171249-MS

Hosein R., Dawe R.A. (2014). A Parametric Methodology in tuning the Peng-Robinson (PR) Equation of State for Gas Condensate Systems. *Petroleum Science and Technology*, 32, pp. 662-672. https://doi.org/10.1080/10916466.2011.603011

Ibeh S.U., Chubueze S.E. (2016). PVT Analysis: Validity Checks and EOS Tuning Techniques for Retrograde Gas Condensate Reservoirs. SPE-184314-MS. https://doi.org/10.2118/184314-MS

Jhavery B.S., Youngren G.K. (1988). Three-parameter modification of the Peng – Robinson equation of state to improve volumetric predictions. *SPE Reservoir Engineering*, 3, p. 1033. https://doi.org/10.2118/13118-PA

Joergensen M., Stenby E.H. (1995). Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids. SPE- 30789, 11 p. https://doi.org/10.2118/30789-MS

Katz D.L., Firoozabadi A. (1978) Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients. *JPT*, 11, p. 1649. https://doi.org/10.2118/6721-PA

Kesler M.G., Lee B.I. (1976). Improve Predictions of Enthalpy of Fractions. *Hydro. Proc*, 55, p. 153.

Kurosh A.G. (1972). Higher algebra. Trans. from the Russ. Moscow: Mir, 430 p.

Lee B.I., Kesler M.G. (1975). A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States. *AlCh J*, 1, p. 510. https://doi.org/10.1002/aic.690210313

Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S. (2016). Modeling Non-Equilibrium Dynamics of Condensate Recovery for Mature Gas-Condensate Fields. SPE-181977, 14 p. https://doi.org/10.2118/181977-MS

Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R. (1964). Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions. *JPT*, October, pp. 1171-1176. https://doi.org/10.2118/915-PA

Majidi M., Azari V., Karimi F. (2021). Tuning of Peng-Robinson Equation of State for Simulation of Oil Compositional Change During EOR Processes. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*, 2021, p.p 1-5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011960

Mashayekhi L., Assareh M., Kasiri N. (2019). An Effective EOS Based Modeling Procedure for Minimum Miscibility Pressure in Miscible Gas Injection. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(2), pp. 70-88.

Merrill R.C., Hartman K.J. (1994). A comparison of equation of state Tuning Methods. SPE-28589-MS. https://doi.org/10.2118/28589-MS

McCain W.D. (2017). The properties of petroleum fluids. PennWell, 576 p.

Michelsen M.L., Mollerup J. (2007). Thermodynamic Models: Fundamentals and Computational Aspects. Denmark: Tie-Line Publications, 382 p.

Naji H.S. (2010). Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. *International Journal of Engineering & Technology*, 10(2), pp. 39-68.

Pedersen K.S., Cristensen P.L. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. N.Y.: CRC Press, 407 p. https://doi.org/10.1201/9781420018257

Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. (1989). Properties of Oils and Natural Gases. Denmark: Petroleum Geology and Engineering, 252 p.

Pedersen K.S., Fredenslund A. (1987). An Improved Corresponding states model for the Prediction of Oil and Gas Viscosities and Thermal Conductivities. *Chem. Eng. Sci*, 42, p. 182. https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7

Peng D.Y., Robinson D.B. (1976). A new Two-Constant Equation of state. Ind. Eng. *Chem. Fundam*, 15, p. 59. https://doi.org/10.1021/i160057a011

Peneloux A., Rauzy E., Freze R. (1982). A consistent volume correction for Redlich – Kwong – Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8, p. 7. https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2

Poling B.E., Prausnitz M., O'Connell J.P (2000). The properties of gases and Liquids. Fifth Edition. McGRAW – Hil, 768 p.

Rafael A. Aguilar Zurita, McCain W.D. Jr. (2002). An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation. SPE-77382. https://doi.org/10.2118/77382-MS

Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. (1996). Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils. *Fluid Phase Equilibria*, 117, p. 217. https://doi.org/10.1016/0378-3812(95)02956-7

Riazi, M.R., Daubert, T.E. (1980). Simplify Property Predictions. *Hydro. Proc.*, 115 p.

Rodriguez I., Hamouda A.A. (2010). An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil. SPE-117446. https://doi.org/10.2118/117446-PA

Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality Check of Gas-Condensate Pvt Studies and Eos Modelling Under Input Data Uncertainty. SPE-133258-MS. https://doi.org/10.2118/133258-MS

Soave G.S. (1972). Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong equation of state. *Chem. Eng. Sci.,* 27, p. 1197. https://doi.org/10.1016/0009-2509(72)80096-4

Stamataki S., Magoulas S., Tassios D. (1990). Prediction of Phase Behavior and Physico-chemical Properties of HT-HP Reservoir Fluids. SPE-37294. https://doi.org/10.2118/37294-MS.

Whatson K.M., Nelson E.F., Murphy G.B. (1935). Characterization of Petroleum Fractions. I*nd. Eng. Chem.,* 27, p. 1460. https://doi.org/10.1021/ie50312a018

Whitson C.H., Andersen T.F., Soreide I. (1989). C7+ Characterezіation of Related Equilibrium Fluids using the Gamma Distribution. *Advances in Thermodynamics*, 1, p. 35. https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0771-4_3

Whitson C.H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. *SPE Journal*, August, pp. 683-694. https://doi.org/10.2118/12233-PA

Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase behavior. Texas: SPE Henry L. Doherty series, 235 p. https://doi.org/10.2118/9781555630874

Whitson C.H., Fevang O. (1996). Modeling Gas-condensate Well Deliverability. SPE-30714, 9 p. http://dx.doi.org/10.2118/30714-PA

Whitson C.H., Torp S.B. (1983). Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *JPT*, pp. 610-620.

Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2014). Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State. SPE-171238, 18 p. https://doi.org/10.2118/171238-MS

Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2016). Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir. *Fluid Phase Equilibria*, 409, pp. 37-48. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.029

Сведения об авторах

Тарас Сергеевич Ющенко – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Александр Иосифович Брусиловский – доктор тех. наук, профессор, ведущий эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. Реки Мойки, Д. 75-79, Литер Д

Статья поступила в редакцию 28.04.2022;
Принята к публикации 19.08.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation

T.S. Yushchenko[1], A.I. Brusilovsky[2]*

[1]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

[2]Gazpromneft NTC LLC, St. Petersburg, Russian Federation

[*]Corresponding author: Taras S. Yushchenko, e-mail: yushchenko@phystech.edu

Abstract. The article is considering a new effective step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir oil and reservoir gas condensate mixtures. The method is based on the reproducing of the results of field measurements and basic laboratory studies of representative samples in thermodynamic modeling using cubic three parameters equation of state. Tuning PVT-model is used for reliable modeling of PVT properties of reservoir fluids (reservoir oil and reservoir gas) in the design and monitoring of field development, calculation of multiphase flow in wells and field pipelines, as well as in basin modeling.

Proposed approach makes possible to tune the PVT model with high accuracy of both reservoir oil and reservoir gas condensate system to experimental data using a step-by-step procedure, where at each step, by changing one of the parameters of the equation of state, one of the PVT properties of the hydrocarbon system is tuned. Algorithmization and automated application of this approach in specialized software products is possible.

Proposed approach allows tune reservoir oil PVT-models on the main PVT-properties such as saturation pressure, FVF, STO density, gas-oil ratio of reservoir oil and dependencies of dynamic viscosity and compressibility on pressure at reservoir temperature as well as STO density. The tuned gas-condensate PVT-model precisely reproduces the key properties such as dew point pressure, initial condensate content in the reservoir gas, z-factor of the reservoir gas, gas-oil ratio, stable condensate density, drop down curve by the result of CVD-test.

PVT-models created on the base of the proposed method, provide reliable information on the properties of a reservoir fluid in development of flow simulation both using a reservoir simulation compositional models and using pseudo models “black oil”.

The method is illustrated by the example of creation of the adequate PVT-models of various regions of Russia reservoir oil and reservoir gas condensate mixtures.

Keywords: PVT-model, phase equilibria, reservoir fluid, tuning approach, PVT-properties, mathematical modeling

Acknowledgements

The authors are grateful to the reviewers for a detailed analysis of the article, as well as for comments and remarks that helped to improve its quality.

Recommended citation: Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2022). A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 164–181. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14

References

Ahmed T. (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, 557 p.

Al-Meshari A.A., McCain W.D. (2005). New Strategic Method to Tune Equation-of-State for Compositional Simulation. SPE-106332, 13 p. https://doi.org/10.2118/106332-MS

API (2003). Sampling Petroleu-m Reservoir Fluids. Washington: API Recommended Practice 44, Second Edition, 49 p.

Brusilovsky A.I. (1992). Mathematical Simulation of Phase Behavior of Natural Multicomponent Systems at High Pressures with an Equation of State. SPE-20180-PA, 7(01), pp. 117–122. https://doi.org/10.2118/20180-PA

Brusilovsky A.I. (2002). Phase Transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 575 p. (In Russ.)

Brusilovsky A.I. (2011). Methodology and results of using cubic descriptions for modeling the thermodynamic properties of natural hydrocarbon systems. *Vesti gazovoy nauki,* Part II, pp. 150-165. (In Russ.)

Brusilovsky A.I., Nugaeva A.N. (2008). New Method of Systemic Substantination of Reservoir Crude Oil properties in Calculation of reserves and field development design. SPE-117391-MS, 11 p, https://doi.org/10.2118/117391-MS

Cavett R.H. (1962) Physical Data for Distillation Calculations-Vapor-Liquid Equilibria. *Proc. 27th API Meeting*, San Francisco, p. 351.

Christensen P.L. (1999). Regression to Experimental PVT Data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38, p. 1. https://doi.org/10.2118/99-13-52

Coats K.H., Thomas L.K., Pierson R.G (1995). Compositional and Black oil Reservoir Simulation. *SPE Res Eval & Eng*, 1(04), pp. 372-379. http://dx.doi.org/10.2118/50990-PA

Coats K.H., Smart G.T. (1986). Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data. SPERE, 5, p. 277. https://doi.org/10.2118/11197-PA

Dodson C.R., Goodwill D., Mayer E.H. (1953). Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems. *Transactions of AIME*, 198, pp. 287-298. https://doi.org/10.2118/953287-G

Efimov A.D., Tokarev D.K., Fateev D.G., Kozubovsky A.G. (2012). Adaptation scheme for creating adequate models of gas condensate systems (on the example of the Achimov deposits of the Urengoyskoye oil and gas condensate field). *Territoriya Neftegaz*, 12. (In Russ.)

Fahim F.A., Al-Sahhaf T.A. (2009). Fundamentals of Petroleum Refining. Oxford, UK: Elsevier, 516 p.

Fateev D.G., Nesterenko A.N. (2014). Unification of Approaches in the Study of the Characteristics of Gas-Condensate Systems. SPE-171249-MS, https://doi.org/10.2118/171249-MS

Hosein R., Dawe R.A. (2014). A Parametric Methodology in tuning the Peng-Robinson (PR) Equation of State for Gas Condensate Systems. *Petroleum Science and Technology*, 32, pp. 662-672. https://doi.org/10.1080/10916466.2011.603011

Ibeh S.U., Chubueze S.E. (2016). PVT Analysis: Validity Checks and EOS Tuning Techniques for Retrograde Gas Condensate Reservoirs. SPE-184314-MS. https://doi.org/10.2118/184314-MS

Jhavery B.S., Youngren G.K. (1988). Three-parameter modification of the Peng – Robinson equation of state to improve volumetric predictions. *SPE Reservoir Engineering*, 3, p. 1033. https://doi.org/10.2118/13118-PA

Joergensen M., Stenby E.H. (1995). Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids. SPE- 30789, 11 p. https://doi.org/10.2118/30789-MS

Katz D.L., Firoozabadi A. (1978) Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients. *JPT*, 11, p. 1649. https://doi.org/10.2118/6721-PA

Kesler M.G., Lee B.I. (1976). Improve Predictions of Enthalpy of Fractions. *Hydro. Proc*, 55, p. 153.

Kurosh A.G. (1972). Higher algebra. Trans. from the Russ. Moscow: Mir, 430 p.

Lee B.I., Kesler M.G. (1975). A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States. *AlCh J*, 1, p. 510. https://doi.org/10.1002/aic.690210313

Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S. (2016). Modeling Non-Equilibrium Dynamics of Condensate Recovery for Mature Gas-Condensate Fields. SPE-181977, 14 p. https://doi.org/10.2118/181977-MS

Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R. (1964). Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions. *JPT*, October, pp. 1171-1176. https://doi.org/10.2118/915-PA

Majidi M., Azari V., Karimi F. (2021). Tuning of Peng-Robinson Equation of State for Simulation of Oil Compositional Change During EOR Processes. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*, 2021, p.p 1-5. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011960

Mashayekhi L., Assareh M., Kasiri N. (2019). An Effective EOS Based Modeling Procedure for Minimum Miscibility Pressure in Miscible Gas Injection. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(2), pp. 70-88.

Merrill R.C., Hartman K.J. (1994). A comparison of equation of state Tuning Methods. SPE-28589-MS. https://doi.org/10.2118/28589-MS

McCain W.D. (2017). The properties of petroleum fluids. PennWell, 576 p.

Michelsen M.L., Mollerup J. (2007). Thermodynamic Models: Fundamentals and Computational Aspects. Denmark: Tie-Line Publications, 382 p.

Naji H.S. (2010). Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. *International Journal of Engineering & Technology*, 10(2), pp. 39-68.

Pedersen K.S., Cristensen P.L. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. N.Y.: CRC Press, 407 p. https://doi.org/10.1201/9781420018257

Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. (1989). Properties of Oils and Natural Gases. Denmark: Petroleum Geology and Engineering, 252 p.

Pedersen K.S., Fredenslund A. (1987). An Improved Corresponding states model for the Prediction of Oil and Gas Viscosities and Thermal Conductivities. *Chem. Eng. Sci*, 42, p. 182. https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7

Peng D.Y., Robinson D.B. (1976). A new Two-Constant Equation of state. Ind. Eng. *Chem. Fundam*, 15, p. 59. https://doi.org/10.1021/i160057a011

Peneloux A., Rauzy E., Freze R. (1982). A consistent volume correction for Redlich – Kwong – Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8, p. 7. https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2

Poling B.E., Prausnitz M., O'Connell J.P (2000). The properties of gases and Liquids. Fifth Edition. McGRAW – Hil, 768 p.

Rafael A. Aguilar Zurita, McCain W.D. Jr. (2002). An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation. SPE-77382. https://doi.org/10.2118/77382-MS

Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. (1996). Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils. *Fluid Phase Equilibria*, 117, p. 217. https://doi.org/10.1016/0378-3812(95)02956-7

Riazi, M.R., Daubert, T.E. (1980). Simplify Property Predictions. *Hydro. Proc.*, 115 p.

Rodriguez I., Hamouda A.A. (2010). An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil. SPE-117446. https://doi.org/10.2118/117446-PA

Schebetov A.V., Galkin M.V. (2009). Evaluation of the quality and modeling of gas condensate studies under conditions of initial data uncertainty. *Gazovaya promyshlennost*, 9, p. 40. (In Russ.)

Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality Check of Gas-Condensate Pvt Studies and Eos Modelling Under Input Data Uncertainty. SPE-133258-MS. https://doi.org/10.2118/133258-MS

Soave G.S. (1972). Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong equation of state. *Chem. Eng. Sci.,* 27, p. 1197. https://doi.org/10.1016/0009-2509(72)80096-4

Stamataki S., Magoulas S., Tassios D. (1990). Prediction of Phase Behavior and Physico-chemical Properties of HT-HP Reservoir Fluids. SPE-37294. https://doi.org/10.2118/37294-MS.

Whatson K.M., Nelson E.F., Murphy G.B. (1935). Characterization of Petroleum Fractions. I*nd. Eng. Chem.,* 27, p. 1460. https://doi.org/10.1021/ie50312a018

Whitson C.H., Andersen T.F., Soreide I. (1989). C7+ Characterezіation of Related Equilibrium Fluids using the Gamma Distribution. *Advances in Thermodynamics*, 1, p. 35. https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0771-4_3

Whitson C.H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. *SPE Journal*, August, pp. 683-694. https://doi.org/10.2118/12233-PA

Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase behavior. Texas: SPE Henry L. Doherty series, 235 p. https://doi.org/10.2118/9781555630874

Whitson C.H., Fevang O. (1996). Modeling Gas-condensate Well Deliverability. SPE-30714, 9 p. http://dx.doi.org/10.2118/30714-PA

Whitson C.H., Torp S.B. (1983). Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *JPT*, pp. 610-620.

Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2014). Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State. SPE-171238, 18 p. https://doi.org/10.2118/171238-MS

Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2016). Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir. *Fluid Phase Equilibria*, 409, pp. 37-48. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.029

About the Authors

Taras S. Yushchenko – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Alexander I. Brusilovsky – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Senior Expert, Gazpromneft NTC LLC

Liter D, 75–79, Moyka river emb., St.Petersburg, 190000, Russian Federation

Manuscript received 28 April 2022;
Accepted 19 August 2022;
Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15 УДК 622.691.24

Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах

А.А. Михайловский

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, г. Видное, п. Развилка, Россия

e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Имеющийся опыт показывает, что в процессе создания и многолетней циклической эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в пластах-коллекторах водоносных горизонтов могут происходить пластовые потери газа. Потери могут достигать десятки процентов от закачанных объемов газа в пласт и оказывать существенное влияние на надежность и безопасность функционирования и эффективности эксплуатации ПХГ. В связи с этим актуальными являются вопросы организации промыслового контроля и методологии оценки пластовых потерь газа на ПХГ.

В статье предложена структуризация закачанного в пласт газа на возможные пластовые составляющие с учетом состояния газовой фазы и участия в фильтрационных массообменных процессах. Приведены основные факторы, определяющие образование разных пластовых составляющих. Рассмотрены основные понятия, и дано определение пластовых потерь газа на ПХГ в водоносных горизонтах. Показаны основные признаки того или иного вида потерь. Кратко описаны пластовые потери от оттоков свободного газа из искусственной газовой залежи, которые могут возникать в результате вертикальных утечек из объекта хранения и латеральных уходов газа по пласту за пределы ловушки. Рассмотрены потери, связанные с адсорбцией газа горными породами, фазовыми переходами газа и насыщением газом низкопроницаемых участков коллекторов; растворением газа во вторгающейся пластовой воде и его конвективно-диффузионным уносом оттесняемой водой в водоносную область пласта.

На примере ПХГ, созданного в водоносном пласте, рассмотрена система геолого-промыслового мониторинга участка недр в пределах горного отвода в условиях вертикальных межпластовых перетоков свободного газа. Показано, что реализованная система наблюдательных и контрольных скважин позволяет осуществлять адекватное наблюдение за объектом хранения газа и контроль герметичности ПХГ по всему разрезу выше объекта хранения.

Рассмотрены следующие составляющие пластовых потерь газа на хранилище: растворенный газ в остаточной воде в пределах газовой залежи; газ, адсорбированный горными породами в пределах газовой залежи; растворенный газ, диффундированный из газовой залежи в приконтактную водоносную область пласта; растворенный и свободный газ в контрольных горизонтах. С использованием геологической модели пласта, а также результатов моделирования конвективно-диффузионного переноса растворенного газа в водоносную область пласта дана оценка составляющих пластовых потерь газа прямым способом по местам их нахождения.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, пластовые потери газа, методы аналитического контроля, межпластовые перетоки газа, латеральные уходы газа по пласту, диффузионные потери газа

Для цитирования: Михайловский А.А. (2022). Пластовые потери газа на ПХГ в водоносных горизонтах. *Георесурсы*, 24(3), с. 182–186. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15

Введение

В процессе создания и циклической эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в пластах-коллекторах водоносных горизонтов могут происходить пластовые потери газа (Бузинов и др., 2000; Методические указания…, 1996; Семенов и др., 1974; Степанов и др., 1999). Пластовые потери обуславливаются протекающими в водоносных горизонтах фильтрационными и диффузионными процессами миграции и физико-химическими процессами изменения фазового состояния закачиваемого газа.

Даже при небольших по абсолютному значению годовых пластовых потерях газа, накопленные в течение многолетнего жизненного периода ПХГ пластовые потери могут достигать значительной доли (до нескольких десятков процентов) в объемах закачанного газа и снижать технологические и технико-экономические показатели хранилища. В связи с этим с целью обеспечения надежности и безопасности функционирования и эффективности эксплуатации ПХГ требуется наиболее полный и регулярный учет пластовых потерь газа.

Цель исследования заключается в развитии методологии определения пластовых потерь газа на ПХГ в водоносных горизонтах для ведения достоверного баланса газа в пласте – объекте хранения, и обоснования объемов газа по восполнению его пластовых потерь.

Основными задачами исследования являются разработка структуры возможных пластовых составляющих закачанного в пласт газа, изучение основных определяющих факторов образования и признаков разных видов пластовых потерь газа. Кроме того, необходимо дать развернутое определение понятия пластовых потерь газа на ПХГ; на примере конкретного ПХГ дать оценку реализованной системы объектного мониторинга и провести апробацию предложенных методов определения пластовых потерь газа.

© 2022 А.А. Михайловский

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Основные понятия

По состоянию газовой фазы и участию в фильтрационных массообменных процессах закачанный в пласт газ можно структурировать на следующие пластовые составляющие: свободный газ искусственной газовой залежи; газ переходной слабогазонасыщенной области, представляющей собой искусственный газоводяной контакт (ГВК); переточный газ (растворенный и свободный) вторичных скоплений в выше- и, возможно, нижележащих пластах и смежных поднятиях пласта. К пластовым составляющим также относятся: газ, адсорбированный горными породами; газ, перешедший в конденсат или гидраты; газ, растворенный в остаточной воде в осушенной зоне пласта; растворенный газ, диффундированный в приконтактную водоносную область пласта.

Виды и соотношение этих составляющих зависят от физико-химических свойств породы пласта и насыщающих его флюидов, геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств пласта (ФЕС), а также интенсивности проявления водонапорного режима эксплуатации искусственной газовой залежи. Кроме того, образование тех или иных пластовых составляющих обуславливается технологическими режимами закачки и отбора газа в сезонах, системой размещения и технологическими режимами эксплуатации скважин.

Из всех перечисленных составляющих закачанного в пласт объема газа только свободный газ искусственной газовой залежи представляет дренируемые при отборах объемы газа в пласте.

Под пластовыми потерями газа на ПХГ понимаются пластовые составляющие закачанного в пласт газа, которые с гидродинамической, технологической и технико-экономической точек зрения в конкретных геологических условиях и при реализованной технологии и системе размещения скважин израсходованы бесполезно (впустую) или с ущербом и являются безвозвратно утраченными в связи с тем, что их повторное использование при достигнутом технико-технологическом уровне хранения газа не предвидится технически возможным или экономически целесообразным в перспективе с внедрением новой техники и технологий.

Пластовые потери газа могут составлять полностью или частично отдельные пластовые составляющие закачанного объема газа в пределах и за пределами проектной геолого-гидродинамической ловушки.

К основным признакам того или иного вида пластовых потерь относятся определяющие пластовые (физико-химические и гидродинамические) процессы и их результат, местонахождение, характер, предсказуемость и управляемость потерь газа.

Различают две условные группы возможных пластовых потерь газа на ПХГ. Первую группу представляют объемы от оттоков свободного газа из искусственной газовой залежи в результате вертикальных утечек вверх и вниз по разрезу из объекта хранения и латеральных уходов газа по пласту за пределы ловушки. Вторая группа пластовых потерь газа обуславливается объективно происходящими при создании и циклической эксплуатации ПХГ физико-химическими процессами в пласте и может включать пластовые составляющие, связанные с адсорбцией газа горными породами, фазовыми переходами газа и насыщением газом низкопроницаемых участков коллекторов; растворением газа во вторгающейся пластовой воде и его конвективно-диффузионным уносом оттесняемой водой в водоносную область пласта.

На некоторых ПХГ в результате вертикальных утечек свободного газа из залежи могут образовываться техногенные скопления растворенного и свободного газа в выше и ниже залегающих пластах, в том числе в проницаемых включениях пласта-покрышки, а в результате латеральных оттоков могут возникать газовые скопления в смежных поднятиях пласта в виде вторичных залежей, гидродинамически изолированных от основной залежи.

Вертикальные утечки газа из пласта могут происходить вследствие негерметичности пласта-покрышки по геологическим и техническим причинам.

Негерметичность по геологическим причинам может быть вызвана проводящими тектоническими нарушениями или литологическими проницаемыми включениями. Технические причины нарушения герметичности обычно связаны с неудовлетворительным техническим состоянием пробуренных скважин.

В гидродинамическом аспекте к пластовым потерям газа может быть отнесена та часть оттоков, с которой прервана газодинамическая связь и которая не дренируется системой эксплуатационных скважин. Окончательно вопрос о признании техногенных и вторичных скоплений газа безвозвратно утраченными или возможном их приобщении к дренированию решается в каждом конкретном случае на основе дополнительных технологических и технико-экономических исследований с учетом геолого-промысловых особенностей и перспектив ПХГ.

Пластовые потери газа от фазовых переходов носят объективный характер и происходят в результате естественных физико-химических процессов. К числу таких процессов можно отнести адсорбцию газа горными породами, растворение газа в остаточной воде, переход газа в жидкое (конденсация) или твердое (гидратация) состояние. Пластовые потери газа, связанные с указанными процессами, возникают при каждом приросте размеров газовой залежи и переходной области преимущественно в годы создания и расширения ПХГ.

Пластовые потери газа при насыщении первоначально водонасыщенных низкопроницаемых коллекторов определяются гистерезисом относительной фазовой газопроницаемости. Относительная фазовая проницаемость и подвижность газовой фазы в процессе дренажа могут быть существенно выше, чем при пропитке при одинаковых значениях насыщенности. По этой причине закачиваемый в пласт газ вытесняет воду из низкопроницаемых коллекторов, а при смене направления вытеснения при газонасыщенностях ниже критических значений переходит в несвязное (дисперсное) состояние, его фазовая проницаемость становится равной нулю, и он оказывается неподвижным. Накапливаемые в процессе многократно чередующегося вытеснения воды и газа объемы дисперсного газа образуют пластовые потери газа от насыщения низкопроницаемых коллекторов.

При циклической эксплуатации залежи унос растворенного в пластовой воде газа в окружающую водоносную область пласта схематично можно представить следующим образом. В результате конвективной диффузии в

залежи происходит ускоренное растворение газа во вторгающейся пластовой воде. При оттеснении из залежи насыщенной пластовой воды растворенный газ поступает в приконтактную водоносную область пласта. Оттесняемая пластовая вода, характеризующаяся повышенной насыщенностью растворенным газом, смешивается с массивом окружающей пластовой воды, имеющей пониженную насыщенность. Ежегодный унос газа из залежи в водоносную область пласта происходит за счет превышения объема растворенного газа, уносимого из залежи оттесняемой пластовой водой, над объемом газа, частично возвращаемого в залежь вторгающейся пластовой водой. Это обуславливает непрерывный циклический характер ежегодных потерь газа от его уноса в растворенном состоянии за пределы залежи.

Система геолого-промыслового мониторинга недр на ПХГ

На рассматриваемом ПХГ, созданном в водоносном пласте, система геолого-промыслового мониторинга недр в пределах горного отвода включает наблюдение и контроль распространения газа в объекте хранения, а также контроль герметичности хранилища на основе наблюдения за выше расположенными контрольными водоносными горизонтами (Семенов, Солдаткин, 1974).

Состав фонда скважин ПХГ представлен в таблице 1.

Эксплуатация ПХГ характеризуется следующими особенностями: наличием вертикальных перетоков газа из объекта хранения до воробьевского горизонта; стабилизацией техногенных залежей в брекчии и воробьевском горизонте; отсутствием латеральных оттоков газа из объекта хранения; реагированием контрольных скважин по разрезу структуры до воробьевского горизонта; отсутствием реакции по контрольным скважинам выше воробьевского горизонта, что свидетельствует о герметичности резервной покрышки.

№ группы	Категория скважин	Кол-во скважин, шт.
1	Наблюдательные на объект хранения (гдовский горизонт)	24
2	Контрольные всех видов	58
	- ряжский горизонт (свободный газ)	4
	- морсовско-мосоловский горизонт (свободный газ)	7
	- воробьевский горизонт / из них разгрузочные (свободный газ)	16 / 6
	- щигровский горизонт (растворенный газ)	3
	- семилукский горизонт (растворенный газ)	6
	- евлано-ливенский горизонт (растворенный газ)	4
	- задонско-елецкий горизонт	6
	- данково-лебедянский горизонт	1
	- упинский горизонт	11
	Всего наблюдательных и контрольных скважин	82
3	Эксплуатационные (гдовский горизонт)	37

Табл. 1. Состав фонда скважин ПХГ

На ПХГ наблюдательными скважинами на объект хранения достаточно равномерно охватывается вся область газоносности и приконтактная водоносная область пласта. При общем количестве эксплуатационных скважин, равном 37 штук, на каждые 3 эксплуатационные скважины приходится по 2 наблюдательные.

Реализованная система наблюдательных скважин позволяет осуществлять адекватное наблюдение и контроль за объектом хранения газа.

Контроль герметичности ПХГ осуществляется по всему разрезу выше объекта хранения. Для контроля герметичности ПХГ используются 9 контрольных горизонтов с общим количеством контрольных скважин всех видов 58 штук.

Анализ размещения фонда скважин позволяет констатировать, что на хранилище реализована совершенная система геолого-промыслового мониторинга, которая позволяет с использованием гидрогеохимических, геолого-геофизических и промысловых методов осуществлять адекватный контроль участка недр в пределах горного отвода ПХГ.

Оценка пластовых потерь газа на ПХГ

На примере рассматриваемого ПХГ дана оценка составляющих пластовых потерь газа прямым способом по местам их нахождения. Расчеты проведены с использованием геологической модели пласта, а также результатов моделирования конвективно-диффузионного переноса растворенного газа в водоносную область пласта.

При расчете пластовых потерь газа рассмотрены следующие составляющие: растворенный газ в остаточной воде в пределах газовой залежи; газ, адсорбированный горными породами в пределах газовой залежи; растворенный газ, диффундированный из газовой залежи в приконтактную водоносную область пласта; растворенный и свободный газ в контрольных горизонтах.

На хранилище объем остаточной воды в осушенной области пласта в пределах газовой залежи оценивается около 3 млн м^3. При растворимости метана в пластовых условиях 1.3 м^3/м^3 объем растворенного газа в остаточной воде составляет 3.9 млн м^3.

При средней проницаемости пласта $K = 1.5 \cdot 10^{-12}$ м^2 и пористости $m = 0.2$ удельная поверхность пористой среды, которую можно рассчитать по известной формуле

$S = \frac{7 * 10^3 m\sqrt{m}}{\sqrt{K}}$, составляет $S = 51120$ м^2/м^3.

Принимая среднюю толщину адсорбционной пленки газа на кварцевой поверхности $0.01 \cdot 10^{-6}$ м, удельный объем адсорбированного на поверхности пористой среды газа составляет порядка 0.000511 м^3/м^3.

Геометрический объем горной породы пласта в пределах газонасыщенной области оценивается в 28.5 млн м^3. Объем адсорбированного горными породами газа в пределах газовой залежи находится как произведение объема горной породы пласта и удельного объема адсорбированного газа и с учетом пластового давления 9.5 МПа составляет 1.2 млн м^3.

Объем растворенного газа, диффундированного в водоносную область пласта, на любой момент времени определяется из следующего выражения (Бузинов и др., 2000; Методические указания..., 1996):

$$V_{диф} = mhl\int_0^\infty C(x,t)dx = mhlC_0\int_0^\infty\left(1-erf\left(\frac{x}{2\sqrt{D_m t}}\right)\right)dx = 2mhlC_0\sqrt{\frac{D_m t}{\pi}},$$

где m – средний коэффициент пористости водоносной области пласта; h – средняя толщина водоносного пласта; l – длина максимально достигнутого контура ГВК; C_0 – предельная при пластовых условиях насыщенность пластовых вод растворенным газом (1.3 м^3/м^3); D_m – модельный коэффициент диффузии.

С использованием фактических промысловых данных по газонасыщенности пластовых вод растворенным газом, полученных в пьезометрических скважинах, определены следующие значения функции *erf z* = 0.9877, аргумента z = 2.50 и модельного коэффициента диффузии D_m = $0.6646\cdot10^{-4}$ м^2/сек.

Расчетный объем газа, диффундированного в водоносную область пласта, составляет 0.9 млн м^3.

Модельное распределение растворенного газа, диффундированного в приконтактную водоносную область пласта, представлено на рис. 1.

Из рисунка видно, что относительная концентрация растворенного газа в приконтактной водоносной области пласта имеет значение 100 % на максимально достигнутом контуре фронта вытеснения и обнуляется на расстоянии примерно 260 м от этого контура. Такое ограниченное распространение растворенного газа в приконтактной водоносной области пласта на данном ПХГ объясняется низкой активностью пластовых вод гдовского горизонта.

Объем растворенного газа в контрольных горизонтах объемным методом по геофизическим и гидрогеохимическим данным оценивается около 10 млн м^3.

Сводные результаты расчета составляющих пластовых потерь газа на ПХГ представлены в таблице 2.

Как следует из таблицы 2, суммарные пластовые потери газа на рассматриваемом ПХГ оцениваются прямым способом порядка 16 млн м^3, что составляет 2.35 % от общего объема газа в пласте 680 млн м^3.

Выводы

В заключение можно сделать следующие основные выводы.

1. При реализованной совершенной системе геолого-промыслового мониторинга ПХГ накопленные пластовые потери газа за всю историю ПХГ по прямому способу оцениваются в 16 млн м^3, что составляет около 2.35 % от общего объема газа в пласте.

2. Накопленные пластовые потери газа включают условно разовые и ежегодные циклические составляющие.

К условно разовым составляющим пластовых потерь газа, которые происходят преимущественно при создании или расширении ПХГ, относятся: растворенный газ в остаточной воде при проектном минимальном пластовом давлении; газ, адсорбированный горными породами; растворенный газ в контрольных горизонтах.

На долю условно разовых составляющих пластовых потерь газа приходится около 15 млн м^3 или 2.2 % от общего объема газа в пласте.

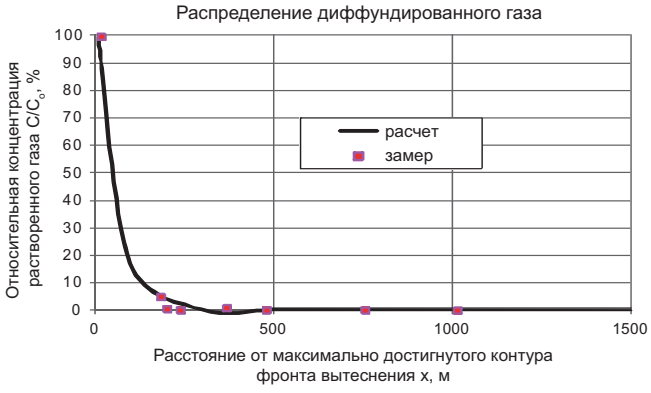


Рис. 1. Модельное распределение относительной концентрации растворенного газа в приконтактной водоносной области пласта

№ п/п	Составляющая пластовых потерь	Объем, млн м^3	Доля в общем объеме, %
1	Растворенный газ в остаточной воде в пределах залежи	3,9	0,57
2	Газ адсорбированный горными породами	1,2	0,18
3	Растворенный газ, диффундированный в водоносную область пласта	0,9	0,13
4	Газ, растворенный в контрольных горизонтах	10	1,47
	Всего пластовых потерь	16	2.35

Табл. 2. Оценка составляющих пластовых потерь газа на ПХГ

Ежегодные циклические составляющие пластовых потерь газа представлены растворенным газом, диффундированным в приконтактную область водоносного пласта – годовые диффузионные потери газа. На рассматриваемом ПХГ годовые диффузионные потери сравнительно небольшие и практически не поддаются ежегодному промысловому контролю. Накопленный за всю историю хранилища объем растворенного диффундированного газа оценивается около 0.9 млн м^3 или 0.13 % от общего объема газа в пласте.

3. Небольшие диффузионные потери газа на рассматриваемом ПХГ объясняются низкой активностью пластовых вод и незначительными годовыми возвратно-поступательными перемещениями ГВК на протяжении всей многолетней истории циклической эксплуатации хранилища.

Литература

Бузинов С.Н., Григорьев А.В., Михайловский А.А. (2000). Математическое моделирование конвективной диффузии в пористой среде. *Математическое моделирование и информатика в научных исследованиях и научном проектировании газовой отрасли*. М: ВНИИГАЗ, с. 31–40.

Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах (1996). М: ВНИИГАЗ, 59 с.

Семенов О.Г., Солдаткин Г.И. (1974). Опыт обнаружения и ликвидации межпластовых перетоков газа при создании и эксплуатации газохранилищ в водоносных пластах. Обзор. М: ВНИИЭгазпром, 33 с.

Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. (1999). Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей. М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 124 с.

Сведения об авторе

Александр Артемович Михайловский – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Московская область, г. Видное, п. Развилка, проезд Проектируемый № 5537, влд.15, стр.1

Статья поступила в редакцию 06.05.2022;
Принята к публикации 04.07.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers

A.A. Mikhailovsky
Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow region, Vidnoye, p. Razvilka, Russian Federation
e-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Experience shows that in the process of creating and long-term cyclic operation of underground gas storage facilities (UGS) in reservoirs of aquifers, reservoir gas losses can occur. Losses can reach tens of percent of the injected volumes of gas into the reservoir and have a significant impact on the reliability and safety and efficiency of operation of UGS. In this regard, the issues of the organization of field control and methodology for assessing reservoir gas losses at UGS are relevant.

The article proposes the structuring of the gas injected into the reservoir into possible reservoir components, taking into account the state of the gas phase and participation in filtration mass transfer processes. The main factors determining the formation of different reservoir components are given.

The basic concepts are considered and the definition of reservoir gas losses at UGS in aquifers is given. The main features of one or another type of reservoir gas losses are shown.

Reservoir losses from free gas currents from an artificial gas deposit, which can occur as a result of vertical leaks from the storage facility and lateral gas escapes through the reservoir beyond the trap, are briefly described. Formation losses associated with gas adsorption by rocks, gas phase transitions and gas saturation of low-permeable sections of reservoirs; gas dissolution in invading reservoir water and its convective-diffusion entrainment by displaced water into the aquifer region of the reservoir are also considered.

Using the example of a UGS created in an aquifer, the system of geological and commercial monitoring of a subsurface area within a mining branch in conditions of vertical interplastic flows of free gas is considered. It is shown that the implemented system of observation and control wells allows for adequate monitoring of the gas storage facility and control of the tightness of UGS throughout the section above the storage facility.

The following components of reservoir gas losses at the storage facility are considered: dissolved gas in residual water within the gas reservoir; gas adsorbed by rocks within the gas reservoir; dissolved gas diffused from the gas reservoir into the contact aquifer region of the reservoir; dissolved and free gas in the control horizons. Using a geological model of the formation, as well as the results of modeling the convective-diffusion transfer of dissolved gas into the aquifer region of the formation, the assessment of the components of reservoir gas losses in a direct way by their locations is given.

Keywords: underground gas storage, reservoir gas losses, analytical control methods, inter-reservoir gas flows, lateral gas escapes through the reservoir, diffusion gas losses

Recommended citation: Mikhailovsky A.A. (2022) Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 182–186. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15

References

Buzinov S.N., Grigoriev A.V., Mikhailovsky A.A. (2000). Mathematical modeling of convective diffusion in a porous medium. *Mathematical modeling and computer science in scientific research and scientific design of the gas industry*. Moscow: VNIIGAZ. pp. 31-40. (In Russ.)

Methodological guidelines for determining technologically necessary irretrievable gas losses during the creation and operation of gas storage facilities in porous formations (1996). Moscow: VNIIGAZ, 59 p. (In Russ.)

Semenov O.G., Soldatkin G.I. (1974). Experience in detecting and eliminating inter-reservoir gas flows during the creation and operation of gas storage facilities in aquifers. Review. Moscow: VNIIEgazprom, 33 p. (In Russ.)

Stepanov N.G., Dubina N.I., Vasiliev Yu.N. (1999). The influence of gas dissolved in reservoir waters on the flooding of gas deposits. Moscow: Nedra-Businesscenter, 124 p. (In Russ.)

About the Author

Alexander A. Mikhailovsky – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC

Build.1-15, Road No. 5537, p. Razvilka, Vidnoye, Moscow region, 142717, Russian Federation

Manuscript received 6 May 2022;
Accepted 4 July 2022; Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.16

УДК 553.41:553.08:552.11

Карагайкульское золото-порфировое рудопроявление (Южный Урал): геохимия и петрогенезис интрузивных пород, состав минералов околорудных метасоматитов и руд

С.Е. Знаменский[*]*, А.М. Косарев, Г.Т. Шафигуллина*

Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

Изучены петролого-геохимические характеристики интрузивных пород, источники магматических расплавов, а также состав минералов околорудных метасоматитов и руд Карагайкульского золото-порфирового рудопроявления, расположенного в зоне Главного Уральского разлома на Южном Урале. Содержание петрогенных окислов определялось силикатным методом, редких элементов – с помощью ICP-MS анализа на квадрупольном масс-спектрометре ELAN 9000. Состав минералов исследован с использованием электронно-микроскопического анализа на растровом электронном микроскопе РЭММА-202М. Установлено, что габбро, габбро-диориты и диориты рудоносной дайковой серии Карагайкульского рудопроявления представляют собой надсубдукционные магматиты нормальной щелочности, принадлежащие переходной и известково-щелочной петрогенетическим сериям. Они сформировались из флюидонасыщенных расплавов. Основным источником расплавов для интрузивных пород, скорее всего, служили шпинелевые перидотиты надсубдукционной литосферной мантии, предварительно метасоматизированные водными флюидами, возникшими при дегидратации пород субдуцирующей океанической плиты. Дайки подверглись в околорудном ореоле пропилитизации биотит-актинолитовой фации (парагенезис: биотит + актинолит + эпидот + ортоклаз + альбит + кварц + хлорит + пумпеллиит), а вмещающие их серпентинизированные ультрабазиты – карбонатизациии (парагенезис: доломит + магнезит + хромо-магнетит). По данным хлоритового геотермометра температура образования пропилитов составляет 287–317°С. Сульфидные минералы в золотоносных штокверках представлены пиритом, халькопиритом, галенитом, пентландитом, пирротином и виоларитом.

Ключевые слова: Южный Урал, золото-порфировое оруденение, дайки, диориты, надсубдукционная мантия, пропилиты

Для цитирования: Знаменский С.Е., Косарев А.М., Шафигуллина Г.Т. (2022). Карагайкульское золото-порфировое рудопроявление (Южный Урал): геохимия и петрогенезис интрузивных пород, состав минералов околорудных метасоматитов и руд. *Георесурсы*, 24(3), с. 187–196. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.16

Введение

Карагайкульское рудопроявление расположено в зоне Главного Уральского разлома (ГУР) на северном окончании Магнитогорской мегазоны Южного Урала. Оно относится к редкому и относительно слабо изученному на Урале золото-порфировому типу. Золоторудная минерализация рудопроявления ассоциирует с дайковой серией габбро, габбро-диоритов и диоритов. В ранее опубликованных работах рассмотрены региональная позиция и современная структура рудопроявления (Знаменский, 2019; 2021), а также кратко охарактеризован химический состав интрузивных пород (Kosarev et al., 2014). Петрогенетические особенности рудоносных магматитов, состав минералов околорудных метасоматитов и рудной минерализации до настоящего времени не изучены. Sm-Nd возраст диоритов одной из даек рудопроявления составляет 418±25 млн лет (Kosarev et al., 2014), что соответствует начальным фазам заложения и развития на Южном Урале субдукционной зоны девонского возраста (Пучков, 2010). Такая геодинамическая обстановка образования интрузивных массивов, продуктивных на порфировое оруденение, является необычной для Магнитогорской мегазоны. Согласно обобщениям, выполненным А.И. Грабежевым (Грабежев, 2009) и О.Ю. Плотинской с соавторами (Plotinskaya et al., 2017), порфировые месторождения, формировавшиеся на стадии субдукции, связаны в Магнитогорской мегазоне, главным образом, со средне-верхнедевонскими вулкано-интрузивными комплексами развитых и зрелых островных дуг. Геодинамическая обстановка нашла отражение и в весьма своеобразных и нетипичных для порфировых месторождений геологических условиях размещения порфирового оруденения. Рудоносные интрузии Карагайкульского рудопроявления локализованы в серпентинизированных ультрабазитах.

Цель настоящей статьи – рассмотреть петролого-геохимические особенности интрузивных пород рудопроявления, состав и возможные источники магматических расплавов, а также состав минералов околорудного метасоматического ореола и руд.

Методы исследований

Содержание петрогенных окислов в породах определялось с помощью силикатного анализа в химической лаборатории ИГ УФИЦ РАН (г. Уфа, аналитик С.А. Ягудина).

[*] Ответственный автор: Сергей Евгеньевич Знаменский
e-mail: Znamensky_Sergey@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Определение редких элементов выполнено методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на квадрупольном масс-спектрометре ELAN 9000 в лаборатории физических и химических методов исследований ИГГ УрО РАН (г. Екатеринбург, аналитик Д.В. Киселева). Методика исследований приведена в опубликованной работе (Вотяков и др., 2006). Изучение химического состава минералов проведено на сканирующем электронном микроскопе с энергодисперсионным анализатором РЭММА-202М в Институте минералогии ЮУ ФНЦ МиГ УрО РАН (г. Миасс, аналитик В.А. Котляров). Режим съемки: ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда 3×10^{-10} А, диаметр зонда 2–3 мкм. Стандарты ASTIMEX Scientific Limited, MINM 25–53, Mineral Mount Serial № 01–044.

Геологическая позиция и строение рудопроявления

Карагайкульское рудопроявление расположено в зоне Яльчигуловского разлома север-северо-восточного простирания, относящегося к разрывным нарушениям второго порядка зоны ГУР (рис. 1а). В 3 км южнее Карагайкульского рудопроявления в разломной зоне локализован Вознесенский габбро-диорит-диоритовый массив с абсолютным U-Pb возрастом 412±7 млн. лет (Kosarev et al., 2014). В пределах Вознесенского массива локализованы рудоносные дайки гранитоидов одноименного медно-порфирового и Большекаранского золото-порфирового месторождений (Знаменский, 2021). Яльчигуловский разлом представляет собой транспрессивный сдвиг с позитивной цветочной структурой (Знаменский, 2019). Осевая зона позитивной структуры состоит из серии крутопадающих взбросо-сдвигов (рис. 1б). Фланги образуют пакеты надвиговых пластин, пологопадающих к центру цветочной структуры. В строении пластин участвуют массивные серпентиниты, серпентинитокластические эдафогенные брекчии, осадочные и вулканогенные породы, возраст которых варьирует от среднего ордовика до раннего карбона включительно. Серпентинизированные ультрабазиты, слагающие пластины, представляют собой сильно дислоцированные фрагменты офиолитового разреза лерцолитового типа. Офиолиты этого типа образуют в зоне ГУР на северном окончании Магнитогорской мегазоны ряд массивов (Нуралинский, Татлембетовский и др.) (рис. 1а). Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что в рассматриваемой части Магнитогорской мегазоны к моменту заложения внутриокеанической девонской зоны субдукции располагался литосферный блок со слабо деплетированной субконтинентальной мантийной частью (Знаменский, 2021).

Мы предполагаем, что рудоносная дайковая серия Карагайкульского рудопроявления и Вознесенский массив внедрились в разлом, сформировавшийся на начальных стадиях развития субдукционной зоны. В позднем палеозое на месте разлома образовался Яльчигуловский транспрессивный сдвиг.

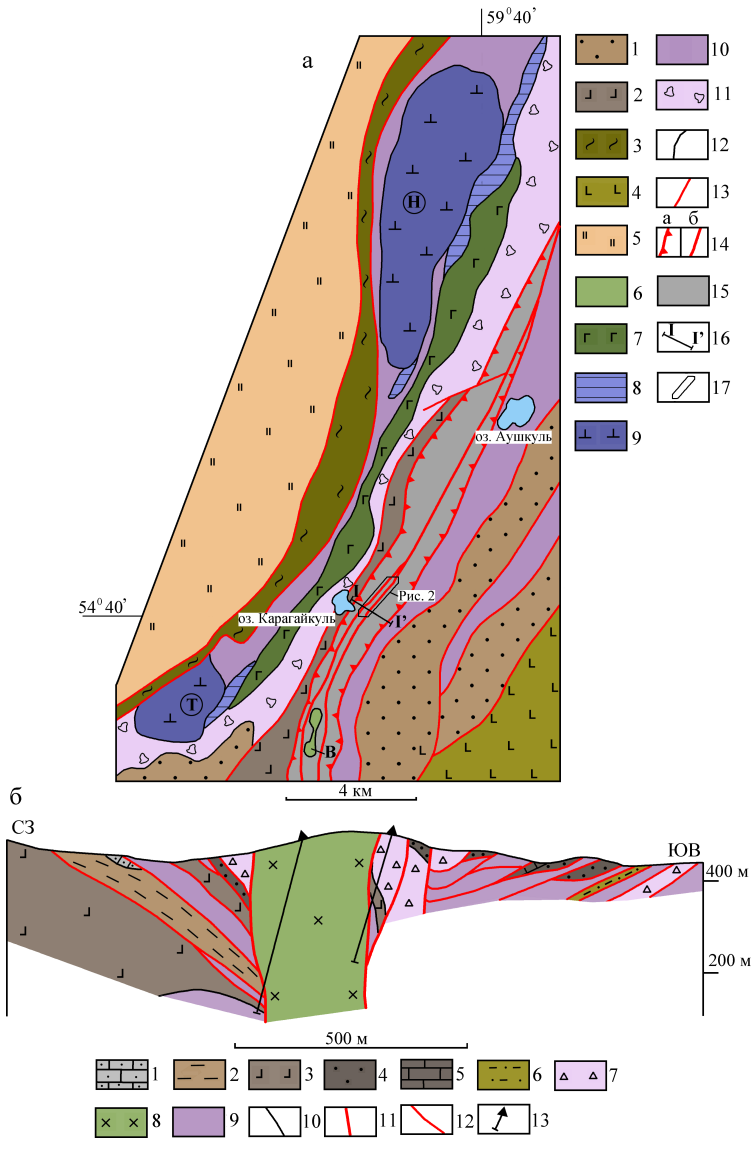


Рис. 1. Фрагмент строения зоны Главного Уральского разлома в окрестностях Карагайкульского рудопроявления и разрез Яльчигуловского транспрессивного сдвига по линии I-I'(б) (Знаменский, 2021). а: 1 – осадочные и вулканогенно-осадочные отложения (D_2–C_1); 2 –вулканиты основного состава (D_1e_2); 3 – метаморфические сланцы (S–D_1?); 4 – базальты (O_2); 5 – докембрийские метаморфические комплексы Башкирского мегантиклинория; 6 – Вознесенский (В) габбро-диорит-диоритовый массив; 7–9 – Нуралинский (Н) и Татлембетовский (Т) лерцолитовые массивы: 7 – габброиды, 8 – полосчатые дунит-верлит-клинопироксенитовые комплексы, 9 – гарцбургиты, перемежающиеся с дунитами, шпинелевые и плагиоклазовые лерцолиты; 10 – серпентиниты; 11 – серпентинитовый меланж (тектонизированный олистостром !?) с блоками серпентинитокластических брекчий, пироксенитов, обломочных габбро и диоритов, массивных и обломочных кремней (D_1?), известняков (D_1), базальтов (D_1e_2), терригенно-кремнистых и карбонатных пород (D_3–C_1); 12 – геологические границы; 13 – разломы неизвестного кинематического типа; 14–15 – Яльчигуловский транспрессивный сдвиг: 14 –граничные надвиги (а) и взбросо-сдвиги (б), 15 – пакеты тектонических пластин (детальное строение приведено на разрезе I-I'); 16 – линия разреза I-I'; 17 – Карагайкульское рудопроявление. б: 1 – известняки (C_1); 2 – кремни мукасовского горизонта (D_3); 3 – основные вулканиты (D_1e_2); 4 – кремнистообломочные породы и массивные кремни (D_1?); 5 – известняки (D_1); 6 – кремнистообломочные породы (O_2); 7 – серпентинитокластические брекчии с линзами обломочные габбро-диоритов и диоритов; 8 – роговообманковые габбро-диориты и диориты; 9 – массивные серпентиниты; 10 – геологические границы; 11 – взбросо-сдвиги; 12 – надвиги; 13 – скважины

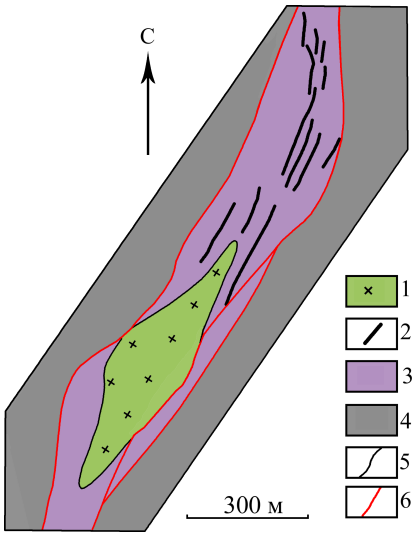


Рис. 2. Геологическая схема Карагайкульского рудопроявления. 1 – габбро-диориты; 2 – дайки габбро, габбро-диоритов и диоритов (мощность показана вне масштаба); 3 – серпентинизированные ультрабазиты и серпентинитокластические брекчии; 4 – пакеты тектонических пластин; 5 – геологические границы; 6 – взбросо-сдвиги, ограничивающие осевую часть Яльчигуловского разлома

В современной структуре рудоносная зона Карагайкульского рудопроявления приурочена к осевой части транспрессивного сдвига (рис. 2). На южном фланге зоны расположено дайкообразное в плане тело габбро-диоритов, вытянутое в северо-восточном направлении на расстояние около 750 м при ширине до 200 м. На его простирании на северном фланге рудопроявления локализована серия даек габбро, габбро-диоритов и диоритов. Они имеют длину по простиранию 50–300 м. Мощность обычно не превышает 2–3 м. Золотоносные кварц-сульфидные штокверки развиты вдоль контактов даек. По архивным данным треста «Башзолото», длина отдельных линейных штокверков достигала 40 м при мощности до 1 м. При этом руды имели высокие содержания Au (до 68 г/т).

Результаты и их обсуждение

Петролого-геохимическая характеристика интрузивных пород

Габбро, габбро-диориты и диориты, слагающие дайки, состоят из плагиоклаза, роговой обманки и небольшого количества клинопироксена. По данным электронно-микроскопического анализа роговая обманка относится к актинолитовой разновидности (табл. 1, рис. 3).

Содержания SiO_2 в породах даек варьирует от 51 до 61 % (табл. 2). На диаграмме TAS фигуративные точки составов попадают в поле пород как нормальной, так и повышенной щелочности (рис. 4а). Субщелочной состав в части проб обусловлен высокими содержаниями K_2O (до 3.75 %). В тоже время на диаграмме отношений малоподвижных при вторичных изменениях элементов Zr/Ti-Nb/Y точки всех разновидностей даек ложатся в

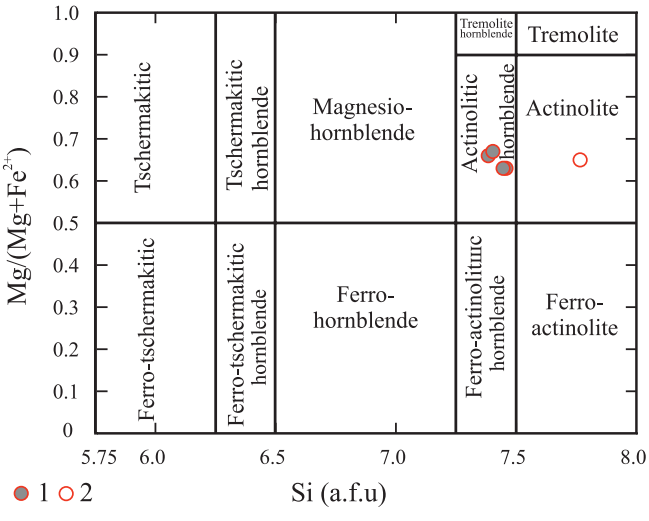


Рис. 3. Состав амфиболов из роговообманкового диорита и околорудных метасоматитов на классификационной диаграмме (Leake, 1978). 1 – магматическая роговая обманка, 2 – актинолит из околорудных метасоматитов. a.f.u – содержание Si в пересчете количества атомов на формульную единицу

	Магнезиальная роговая обманка	Магнезиальная роговая обманка	Магнезиальная роговая обманка	Магнезиальная роговая обманка	Актинолит
Компоненты/№ анализа	20302e	20302g	20302n	20302b	20302m
SiO_2	50.73	50.66	50.68	50.47	53.33
TiO_2	0.15	0.11	0.01	0.2	-
Al_2O_3	3.86	3.55	3.82	3.43	1.68
FeO	16.7	16.61	16.13	16.92	14.61
MnO	0.5	0.51	0.4	0.61	0.56
MgO	12.63	13.49	13.5	12.67	14.22
CaO	12.56	12.78	12.57	12.48	13.04
Na_2O	0.08	-	0.12	0.15	-
K_2O	-	0.25	0.25	0.18	0.07
Сумма	97.21	97.96	97.48	97.11	97.51
Si	7.453	7.384	7.403	7.448	7.766
Mg/(Mg+ Fe^{2+})	0.625	0.662	0.665	0.625	0.652

Кристаллохимические формулы:

20302e – $Ca_{1.97}Na_{0.02}(Mg_{2.76}Fe^{2+}_{1.66}Fe^{3+}_{0.4}Mn_{0.06})_{4.88}(Si_{7.45}Al_{0.67})_{8.12}O_{22}(OH)_2$

20302g – $Ca_{1.99}K_{0.05}(Mg_{2.93}Fe^{2+}_{1.5}Fe^{3+}_{0.53}Mn_{0.06})_{5.02}(Si_{7.4}Al_{0.62})_{8.02}O_{22}(OH)_2$

20302n – $Ca_{1.97}Na_{0.03}K_{0.047}(Mg_{2.94}Fe^{2+}_{1.48}Fe^{3+}_{0.49}Mn_{0.05})_{4.96}(Si_{7.4}Al_{0.66})_{8.06}O_{22}(OH)_2$

20302b – $Ca_{1.97}Na_{0.04}K_{0.03}(Mg_{2.78}Fe^{2+}_{1.67}Fe^{3+}_{0.42}Mn_{0.07})_{4.94}(Si_{7.45}Al_{0.6})_{8.1}O_{22}(OH)_2$

20302m – $Ca_{2.03}K_{0.01}(Mg_{3.08}Fe^{2+}_{1.65}Fe^{3+}_{0.13}Mn_{0.07})_{4.93}(Si_{7.77}Al_{0.29})_{8.06}O_{22}(OH)_2$

Табл. 1. Состав амфиболов (мас. %) и их кристаллохимические характеристики. Si – количество катионов в пересчете на 24 атома O

Компоненты/ № пробы	5-12/1	6-12	КР-19-1	7-12/1	10-18/2	6-12/2	10-18/1	КР-19-3	КР-19-7
SiO_2	51.0	55.0	55.0	56.0	56.0	57.0	57.0	58.0	61.0
TiO_2	0.23	0.81	0.64	0.28	0.28	0.28	0.28	0.52	0.32
Al_2O_3	17.7	17.8	17.5	16.3	16.1	16.8	16.8	15.4	15.7
Fe_2O_3	3.88	2.00	2.18	1.63	1.53	0.77	0.77	2.2	0.9
FeO	5.28	6.10	5.7	5.25	5.35	3.45	3.45	3.8	3.8
MnO	0.13	0.14	0.13	0.16	0.16	0.1	0.1	0.09	0.12
CaO	8.24	5.68	5.82	8.52	8.54	6.75	6.75	7.95	2.8
MgO	4.60	4.00	5.2	6.00	6.0	4.00	4.0	2.6	3.0
Na_2O	1.28	3.05	2.7	2.0	2.1	5.2	5.20	3.4	6.75
K_2O	3.75	3.75	1.45	1.88	1.78	3.75	3.75	3.1	3.1
P_2O_5	0.12	0.10	0.11	0.10	0.10	0.15	0.15	0.1	0.1
ППП	3.54	1.72	3.4	2.18	2.07	1.20	1.10	2.54	2.21
SUM	99.75	100.15	99.83	100.3	100.01	99.45	99.35	99.7	99.8
Cr	102.5	10.37	390.0	76.04	80.0	22.55	40.0	50.0	40.0
Co	12.68	13.54	27.0	17.31	20.0	3.69	17.0	17.0	7.0
Ni	14.59	10.37	210.0	15.84	21.0	20.61	70.0	50.0	21.0
Rb	39.54	55.52	22.0	19.02	17.0	13.52	42.0	42.0	36.0
Sr	218.5	400.2	300.0	270.0	300.0	321.9	280.0	240.0	400.0
Y	7.14	7.077	10.0	6.56	8.0	7.79	10.0	10.0	14.0
Zr	30.21	31.91	36.3	22.07	23.2	60.34	33.6	37.6	75.0
Nb	1.74	1.39	2.7	1.33	1.4	3.29	1.3	1.9	4.0
Ta	0.072	0.09	0.16	0.086	0.10	0.2	0.14	0.19	0.28
Mo	0.31	0.10	3.0	0.18	0.36	0.37	0.26	0.4	0.5
Ag	0.13	0.057	0.077	0.11	0.122	0.09	0.054	0.104	0.104
Cd	0.06	0.058	0.25	0.08	0.05	0.10	0.06	0.06	0.09
Sn	1.10	0.61	26.0	5.32	0.51	0.87	0.4	0.44	0.6
Sb	0.32	0.07	0.4	0.11	0.11	0.04	0.09	0.05	0.06
Te	0.03	0.01	0.018	0.05	0.01	0.01	0.01	<0.01	<0.01
Cs	1.84	1.81	0.5	0.56	0.42	0.11	0.38	0.43	0.23
Ba	304.0	499.1	350.0	349.9	290.0	809.8	410.0	430.0	1000
La	6.02	7.04	7.0	7.23	6.0	5.27	4.0	4.0	8.0
Ce	12.18	13.53	14.0	14.85	13.0	11.72	8.0	8.0	17.0
Pr	1.57	1.67	1.8	1.87	1.7	1.55	1.1	1.1	2.2
Nd	6.98	7.20	8.0	7.86	7.0	6.75	5.0	5.0	9.0
Sm	1.56	1.55	1.6	1.66	1.4	1.48	1.2	1.3	1.9
Eu	0.54	0.51	0.6	0.50	0.5	0.47	0.5	0.5	0.9
Gd	1.48	1.51	1.7	1.59	1.4	1.50	1.4	1.5	2.0
Tb	0.22	0.23	0.23	0.24	0.21	0.24	0.23	0.23	0.3
Dy	1.46	1.58	1.5	1.61	1.3	1.74	1.5	1.6	1.9
Ho	0.32	0.35	0.33	0.35	0.29	0.40	0.33	0.35	0.4
Er	0.97	1.09	1.0	1.11	0.9	1.32	1.1	1.1	1.4
Tm	0.14	0.17	0.16	0.17	0.14	0.22	0.16	0.16	0.22
Yb	0.99	1.16	1.1	1.17	0.9	1.61	1.1	1.1	1.6
Lu	0.16	0.19	0.18	0.19	0.16	0.27	0.19	0.2	0.28
Hf	0.98	1.21	1.0	1.03	0.8	2.27	1.0	1.0	1.9
Pb	4.74	1.10	200.0	2.37	4.0	1.75	1.0	1.0	1.6
Th	1.77	2.64	2.1	2.07	1.9	1.81	0.9	0.9	2.5
U	0.91	1.22	0.7	0.79	0.6	1.26	0.45	0.48	1.0

Табл. 2. Содержание петрогенных окислов (мас. %) и редких элементов (г/т) в интрузивных породах Карагайкульского рудопроявления. 5-12/1 – габбро, 6-12, КР-19-1, 7-12/1, 10-18/2 – габбро-диориты, 6-12/2, 10-18/1, КР-19-3, КР-19-7 – диориты

поле пород нормальной щелочности (рис. 4б). Эти данные позволяют отнести дайки к образованиям нормального ряда. Повышенные содержания K_2O, по всей вероятности, связаны с присутствием в них биотита и калиевого полевого шпата метасоматического генезиса. На диаграмме AFM все типы пород дайковой серии попадают в поле известково-щелочных составов (рис. 4в). Однако по соотношениям Zr и Y карагайкульские магматиты в большинстве проб соответствуют породам переходного (от толеитового к известково-щелочному) состава. Только две пробы диоритов с повышенными содержаниями Zr (60.34 и 75 г/т) попадают в поле известково-щелочных образований (рис. 4г). При оценке сериальной принадлежности предпочтение нами отдается высокозарядным элементам, поскольку они по сравнению с петрогенными элементами менее подвижны при вторичных изменениях (Pearce, 2014; Winchester, Floyd, 1986).

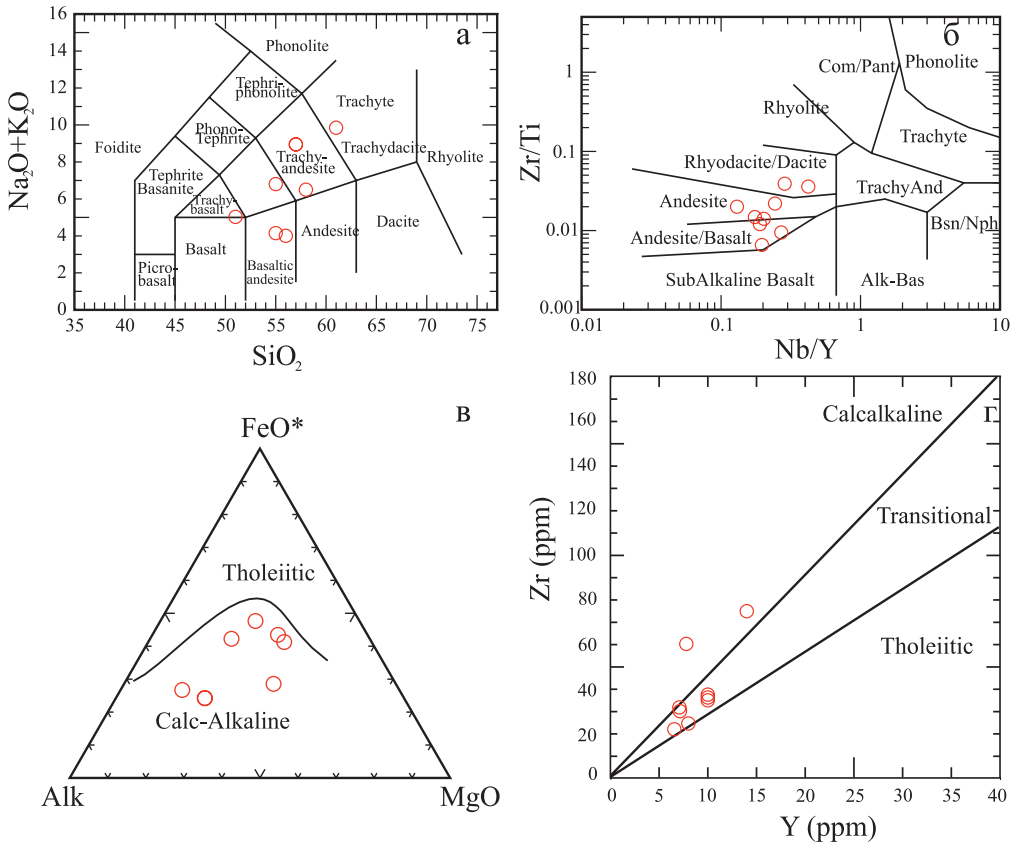


Рис. 4. Диаграммы ($Na_2O + K_2O$)–SiO_2 (а) (Middlemost, 1994), Nb/Y–Zr/Ti (б) (Winchster, Floyd, 1977), AFM (в) и Zr-Y (г) (MacLean, Barrett, 1993) для интрузивных пород Карагайкульского рудопроявления

Интрузивные породы представляют собой низко- и умереннотитанистые образования (TiO_2=0.23–0.81 %), имеющие высокую магнезиальность (Mg#=Mg/(Mg+Fe^{2+}) в основном > 0.6), повышенные концентрации Cr (в большинстве проб 10.37–102.5 г/т), Ni (в большинстве проб 10.37–70 г/т) и Ba (в большинстве проб 290–499.1 г/т), низкие содержания Y (6.56–14 г/т) и Nb (1.3–4 г/т).

Тренды распределения редких элементов на спайдерграммах демонстрируют обогащение крупноионными литофильными элементами (K, Rb, Cs, Ba), U, Th и Pb относительно высокозарядных и редкоземельных элементов, а также наличие отрицательных аномалий Nb, Zr и Ti и положительных аномалий Sr (рис. 5), что отличает надсубдукционные магматиты. Следует отметить, что в двух

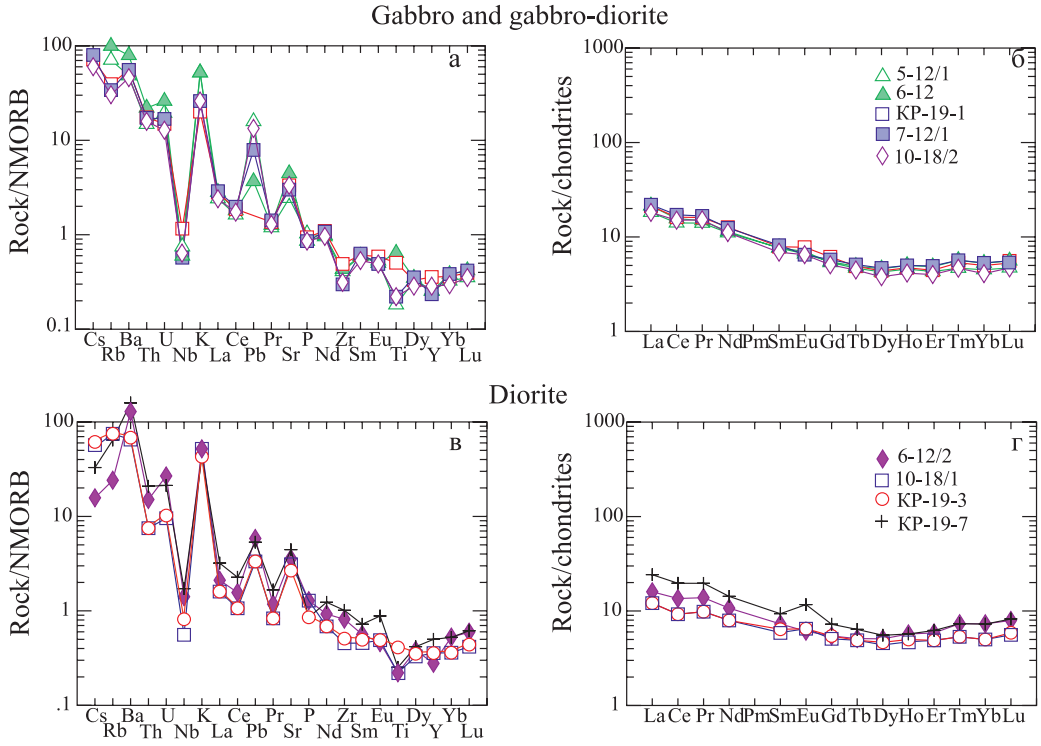


Рис. 5. Распределение редких и редкоземельных элементов в интрузивных породах Карагайкульского рудопроявления

пробах дайки имеют нехарактерные для островодужных образований положительные аномалии Ti. Спектры распределения РЗЭ во всех типах пород характеризуются накоплением легких лантаноидов (La_N/Yb_N=2.35–4.78). Аномалии Eu на большинстве спектров не выражены. Среднее значение Eu/Eu* ($Eu/Eu^*=Eu_N/\sqrt{Sm_N \times Gd_N}$) по данным 9 анализов составляет 1.05, что свидетельствует об окисленном состоянии расплавов и/или их высокой флюидонасыщенности (Richards et al., 2012). На высокую флюидонасыщенность расплавов указывает также присутствие в породах в большом количестве роговой обманки.

Таким образом, породы дайковой серии представляют собой надсубдукционные магматиты нормальной щелочности, принадлежащие переходной и отчасти известково-щелочной петрогенетическим сериям. Они сформировались из флюидонасыщенных расплавов, по-видимому, находившихся первоначально в окисленном состоянии.

Возможные источники магм

В настоящее время общепризнано, что основными источниками субдукционных магм являются породы мантийного клина и субдукционный компонент, в состав которого в разных пропорциях могут входить водные флюиды, возникшие при дегидратации пород слэба, и расплавы, образовавшиеся при плавлении осадков и базальтов субдуцирующей океанической плиты.

Состав мантийной составляющей, не модифицированной под действием субдукционного компонента, позволяют охарактеризовать отношения некогерентных элементов, инертных во флюидной фазе: Nb/Yb, Ta/Yb и др. Значения Nb/Yb в породах даек Карагайкульского рудопроявления 1.14–2.5 указывают на то, что плавлению подвергался изначально более обогащенный мантийный субстрат, а не деплетированная мантия – MORB (Nb/Yb=0.76) (McDonough, Sun, 1995). Судя по величинам Ta/Yb, интрузивные породы рудопроявления выплавлялись из субстрата, сопоставимого по составу с примитивной мантией (рис. 6а). Повышенные значения Th/Yb в породе рудопроявления, отражают вклад в их формирование субдукционного компонента.

Значения отношений Sm/Yb (1.09–1.64) (рис. 6б) и Gd_N/Yb_N (0.77–1.53) свидетельствуют об отсутствии в источнике магм граната. Согласно термодинамическим расчетам С.М. Кая и Ц. Мподоциса (Kay, Mpodozis, 2001), гранат устойчив на глубинах более 45–50 км. Повышенные значения La/Nb в интрузивных породах массива (в основном >2) указывают на литосферную природу источника (рис. 6в). По всей вероятности, им являлись шпинелевые перидотиты литосферной мантии, которая, как отмечалось выше, имела в начале девона в северной части Магнитогорской мегазоны слабо деплетированный состав. К аналогичному выводу пришел один из авторов настоящей статьи при изучении источников магм Вознесенского массива и его рудоносных дайковых серий (Знаменский, 2021).

Для определения вклада флюидов и расплавов в метасоматоз мантийного субстрата используются отношения некогерентных элементов, имеющих разную подвижность во флюидной фазе. Весьма информативными являются парные отношения Ba/La и La/Yb (Castillo et al., 1999). На диаграмме Ba/La–La/Yb точки значений этих отношений в дайках Карагайкульского рудопроявления группируются вдоль линии смешения MORB-флюид/осадок (рис. 6г), что свидетельствует о ведущей роли в магмагенезисе элементов, мобильных во флюидной фазе.

Таким образом, геохимические данные дают основание полагать, что основным источником расплавов для даек Карагайкульского рудопроявления, скорее всего,

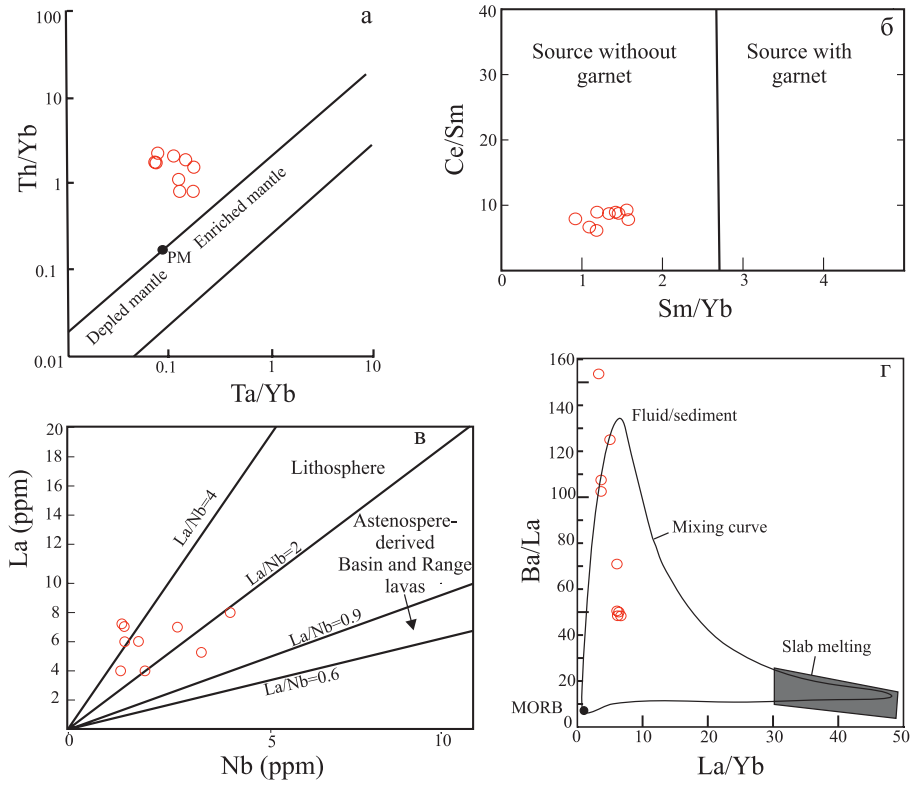


Рис. 6. Диаграммы Th/Yb–Ta/Yb (а) (Pearce, 1983), Ce/Sm–Sm/Yb (б) (Coban, 2007), La–Nb (в) (Putrika, Busby, 2007) и Ba/La–La/Yb (г) (Castillo et al., 1999) для интрузивных пород Карагайкульского рудопроявления

служили шпинелевые перидотиты надсубдукционной литосферной мантии, предварительно метасоматизированные водными флюидами.

Минеральный состав околорудных метасоматитов и руд

По результатам петрографических и электронно-микроскопических исследований в составе околорудных метасоматитов, образовавшихся по интрузивным породам, установлены следующие минералы: калиевый полевой шпат, биотит, актинолит, эпидот, хлорит, пумпеллиит и кварц (табл. 1, 3, рис. 8а, б, в). Кроме того, плагиоклаз в околорудном ореоле подвергся альбитизации. Калиевый полевой шпат, образующий редкие мелкие выделения, трудно диагностируемые под микроскопом, по составу близок к ортоклазу. Биотит слагает в основном тонкочешуйчатые агрегаты, развитые в прожилках. Он был диагностирован по оптическим свойствам (по высокому двупреломнению и прямому погасанию в скрещенных николях, характерному плеохроизму в буроватых тонах в проходящем свете). Актинолит по химическому составу соответствует кальциевым амфиболам (рис. 3) (Leake, 1978). Хлорит представлен железисто-магнезиальной разновидностью – пикнохлоритом (рис. 7). Актинолит, хлорит и эпидот развиваются в основном по роговой обманке и клинопироксену. Изученная ассоциация вторичных минералов относится к пропилитам биотит-актинолитовой фации (Метасоматизм…, 1998). С помощью хлоритового геотермометра была определена температура образования пропилитов Карагайкульского рудопроявления. По методу М. Кателино (Cathelineau, 1988) она составляет 287–309°С, а по методу Е.Ц. Джоветта

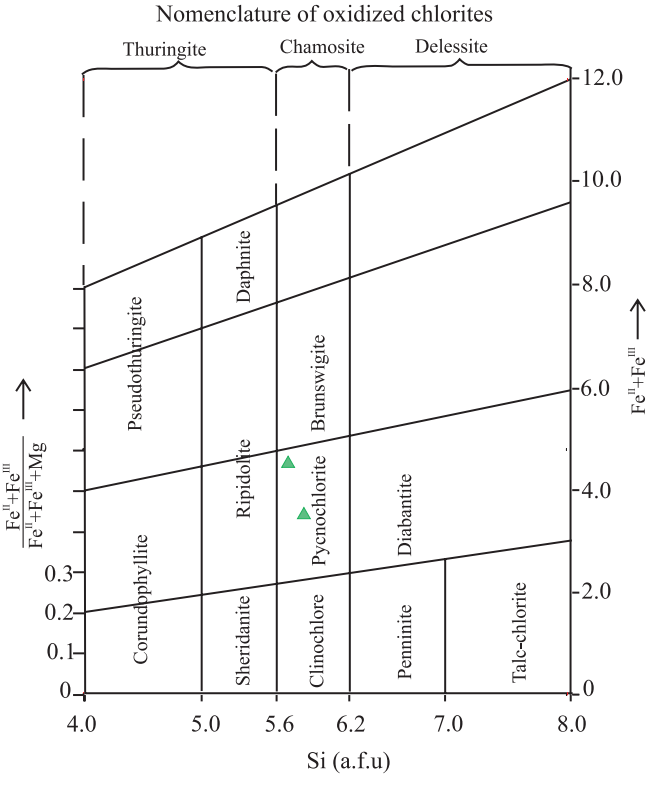


Рис. 7. Состав хлоритов на классификационной диаграмме (Hey, 1954)

(Jowett, 1991) – 290–317°С (табл. 4). Полученные значения соответствуют нижнему Т-пределу устойчивости биотит-актинолитовой ассоциации пропилитов, общий интервал температуры образования которой оценивается в 350–300°С (Метасоматизм…, 1998). Присутствие в

№ анализа	Минералы	MgO	Na_2O	K_2O	Cr_2O_3	Fe_2O_3	Al_2O_3	SiO_2	TiO_2	CaO	MnO	NiO	FeO	H_2O	CO_2	Сумма
20302c	К-пол.шпат	-	0.17	16.61	-	-	18.24	64.36	-	-	-	-	-	-	-	99.48
20302d	пумпеллиит	3.57	-	-	-	-	25.09	37.82	-	23.71	-	-	3.54	-	-	93.73
20302f	эпидот	0.28	-	-	-	-	25.11	38.27	-	24.50	0.04	-	9.27	-	-	97.48
20302h	хлорит	17.74	-	-	-	-	18.11	28.14	-	-	0.16	-	24.48	11.00	-	99.63
20302o		13.07	-	-	-	-	19.28	27.50	-	-	0.4	-	30.84	9.00	-	100.09
20303j	доломит	20.31	-	-	-	-	-	-	-	29.98	1.70	-	0.39	-	48.00	100.37
20303a		21.84	-	-	-	-	-	-	-	30.26	0.50	-	0.44	-	47.00	100.06
20303b	магнезит	45.99	-	-	-	-	-	-	-	0.40	1.27	-	1.74	-	51.00	100.40
20303g	хромо-магнетит	3.03	-	-	22.69	-	-	-	0.10	-	1.54	-	68.48	-	-	95.83
20303h		1.23	-	-	6.64	90.61	-	-	0.21	-	0.28	0.21	-	-	-	99.18
20303k		0.86	-	-	2.18	95.69	-	-	0.16	-	-	0.28	-	-	-	99.18
20303c	серпентин	41.48	-	-	-	-	1.00	44.75	-	-	0.10		2.28	10.00	-	99.62
20303i		43.31	-	-	-	-	-	44.24	-	-	-	0.17	1.58	10.00	-	99.29

Кристаллохимические формулы:

20302c (К-пол. шпат)– $K_{0.99}Na_{0.015}Al_1Si_{2.99}O_8$ (на 5 катионов и 8 атомов О)

20302d (пумпеллиит) – $Ca_{2.01}(Al_{0.34}Mg_{0.42}Fe_{0.23})_{0.99}Al_2(Si_{0.99}O_4)(Si_2O_7)(OH)_2H_2O$ (на 8 катионов)

20302f (эпидот) – $Ca_{2.05}(Al_{2.31}Fe_{0.61}Mg_{0.03})_{2.95}Si_{2.99}O_{12}(OH)$ (на 8 катионов)

20203j (доломит) – $Ca_1(Mg_{0.94}Mn_{0.04}Fe_{0.01})_{0.99}(CO_3)_2$ (на 2 катиона)

20303a (доломит) – $Ca_{0.98}(Mg_{0.98}Mn_{0.13}Fe_{0.01})_{1.12}(CO_3)_2$

20303b (магнезит) – $(Mg_{0.96}Fe_{0.02}Mn_{0.01}Ca_{0.006})CO_3$ (на 3 атома О и на 1 катион)

20203g (хромомагнетит) – $Fe^{2+}_{0.79}O(Fe^{3+}_{1.33}Cr_{0.67}Mg_{0.17}Mn_{0.05}Ti_{0.003})_{2.22}O_3$ (на 3 катиона)

20303h (хромомагнетит) – $Fe^{2+}_{0.93}O(Fe^{3+}_{1.80}Cr_{0.19}Mg_{0.06}Mn_{0.008}Ti_{0.005}Ni_{0.006})_{2.06}O_3$

20303k (хромомагнетит) – $Fe^{2+}_{0.95}O(Fe_{1.93}Cr_{0.06}Mg_{0.05}Ni_{0.008}Ti_{0.004})_{2.05}O_3$

20303c (серпентин) – $(Mg_{5.63}Fe_{0.17}Al_{0.11}Mn_{0.008})_{5.92}Si_4O_{10.26}(OH)_{7.74}$ (на 10 катионов)

20303i (серпентин) – $(Mg_{5.86}Fe_{0.12}Ni_{0.01})_{5.99}Si_4O_{10.03}(OH)_{7.96}$

Табл. 3. Химический состав минералов околорудных метасоматитов (мас. %)

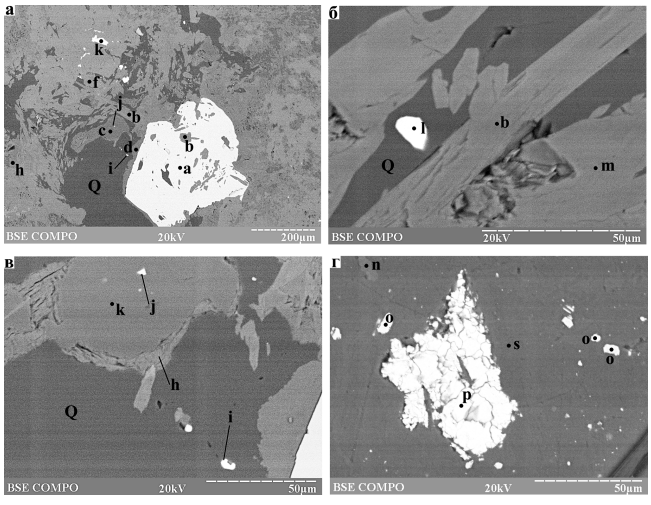


Рис. 8. Фотографии околорудных метасоматитов, полученные на растровом электронном микроскопе РЭММА-202М. а, б, в – пропилиты, содержащие сульфидную вкрапленность и реликтовую магматическую роговую обманку. г – включения доломита, хромо-магнетита и виоларита в серпентине. a – пирит, b – роговая обманка, c – калиевый полевой шпат, d – пумпеллиит, f – эпидот, h – хлорит, i – галенит, j – пентландит, k – халькопирит, I – пирротин, m – актинолит, n – доломит, o – хромомагнетит, p – виоларит, Q – кварц, s – серпентин

№ анализа	20302h	20302o
Коэффициенты в формуле (в пересчете на 20 O)		
Si	5.83	5.70
Al	4.42	4.71
Al^{IV}	2.17	2.30
Al^{VI}	2.26	2.40
Fe'''	-	-
Fe"	4.24	5.33
Mn	0.03	0.07
Mg	5.48	4.03
Ca	-	0.16
X_{Fe}	0.44	0.57
T_1,°C	287	309
T_2,°C	290	317
Кристаллохимические формулы (в пересчете на 10 O):		
20302h – $(Mg_{2.74}Fe_{2.12}Al_{1.14})_6(Si_{2.92}Al_{1.07})_4O_{10}OH_8$		
20302o – $(Mg_{2.03}Fe_{2.69}Al_{1.28})_6(Si_{2.87}Al_{1.09})_4O_{10}OH_8$.		

Табл. 4. Формульные количества хлоритов и температура их образования. X_{Fe} – коэффициент железистости (Fe"+Fe''')/(Fe"+Fe'''+Mg). Температура рассчитана по хлоритовым геотермометрам: T_1,°C – по (Cathelineau, 1988), T_2,°C – по (Jowett, 1991)

пропилитах биотита и актинолита указывает на высокую активность в минералообразующем флюиде магния и калия, что может служить одним из признаков его магматогенного происхождения.

Околорудные метасоматиты, образовавшиеся по серпентинизированным ультрабазитам, имеют более простой состав. В них, помимо преобладающего серпентина, обнаружены доломит, магнезит и хромомагнетит (табл. 3, рис. 8г).

Рудоносные кварц-сульфидные штокверки концентрируются в дайках и редко переходят во вмещающие ультрабазиты. В них установлены пирит, халькопирит, галенит, пентландит и пирротин (табл. 5). В метасоматизированных ультрабазитах обнаружен высоконикелевый сульфид виоларит, ранее не встречавшийся на порфировых месторождениях Урала (табл. 5). Формы нахождения золота в рудах не изучены.

Таким образом, дайки в околорудном ореоле подверглись пропилитизации биотит-актинолитовой фации, а ультрабазиты были карбонатизированы. Рудные минералы представлены пиритом, халькопиритом, галенитом, пентландитом, пирротином и виоларитом.

Заключение

Как видно из приведенных выше данных, габбро, габбро-диориты и диориты рудоносной дайковой серии Карагайкульского рудопроявления представляют собой надсубдукционные образования нормальной щелочности, относящиеся к переходной и отчасти к известково-щелочной петрогенетическим сериям. Наиболее вероятным источником магматических расплавов являлись шпинелевые перидотиты надсубдукционной литосферной мантии, предварительно метаморфизованные водными флюидами, возникшими при дегидратации пород слэба. Дайки подверглись в околорудном ореоле пропилитизации биотит-актинолитовой фации, а вмещающие их серпентинизированные ультрабазиты – карбонатизациии. Температура образования пропилитов составляет 287–317°C. В составе рудных минералов установлены пирит, халькопирит, галенит, пентландит, пирротин и виоларит.

№ анализа	Минералы	S	Fe	Pb L	Co	Ni	Cu	Сумма
20302a	пирит	53.15	46.17	-	-	-	-	99.32
20302i	галенит	13.75	-	85.99	-	-	-	99.74
20302j	пентландит	33.26	29.72	-	0.53	35.75	-	99.27
20302k	халькопирит	34.56	30.36	-	-	-	34.9	99.82
20302l	пирротин	38.82	60.15	-	-	0.28	-	99.25
20303d	виоларит	42.38	16.35	-	2.16	38.68	-	99.57
20303e	виоларит	42.14	18.23	-	2.34	36.53	-	99.24
20303f	виоларит	42.66	12.96	-	2.37	41.53	-	99.51
Кристаллохимические формулы:								
20302a (пирит) – $Fe_{0.99}S_2$					20303d (пирротин) – $Fe_{7.09}Ni_{0.03}S_8$			
20202i (галенит) – $Pb_{0.96}S_1$					20302d (виоларит) – $Fe_{0.88}(Ni_{1.99}Co_{0.11})_{2.1}S_4$			
20302j (пентландит) – $(Fe_{4.09}Ni_{4.68}Co_{0.07})S_8$					20203e (виоларит) – $Fe_{0.88}(Ni_{1.89}Co_{0.12})_2S_4$			
20302k (халькопирит) – $Cu_1Fe_1S_2$					20302f (виоларит) – $Fe_{0.69}(Ni_{2.12}Co_{0.12})_{2.24}S_4$			

Табл. 5. Химический состав (мас. %) рудных минералов

Геохимическими и минералогическими особенностями Карагайкульского золото-порфирового рудопроявления, в значительной мере, обусловленными геодинамической обстановкой его формирования на начальных стадиях заложения и развития энсиматической островной дуги среди ультрабазитов, являются повышенные содержания сидерофильных элементов в рудоносных интрузивных породах и присутствие в рудах нетипичных для порфировых месторождений минералов, таких как пентландит и виоларит.

Финансирование/Благодарности

Исследования выполнены в рамках Программы государственного заказа Института геологии УФИЦ РАН (FMRS-2022-0011).

Авторы хотели бы выразить признательность рецензентам за внимательное ознакомление с рукописью статьи и конструктивные замечания.

Литература

Вотяков С.Л., Киселева Д.В., Шагалов Е.С., Чередниченко Н.В., Дерюгина Л.К., Денисов С.А., Чемпалов А.П., Узких С.Э., Орехов А.А. (2006). Мультиэлементный анализ геологических образцов методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой нВ ELAN 9000. *Ежегодник-2005. Труды Института геологии и геохимии им. акад. А.Н. Заварицкого*, 153, с. 425-430.

Грабежев А.И. (2009). Sr-Nd-C-O-H-S изотопно-геохимическая характеристика медно-порфировых флюидно-магматических систем Южного Урала: вероятные источники вещества. *Литосфера*, 6, с. 66-89.

Знаменский С.Е. (2019). Позитивная цветочная структура Яльчигуловского разлома на Южном Урале. *Геологический вестник*, 2, с. 24-31. DOI: 10.31084/2619-0087/2019-2-2

Знаменский С.Е. (2021). Петролого-геохимические характеристики пород Вознесенского интрузивного массива (Южный Урал): к вопросу о составе и источниках магм, продуцирующих золото-и медно-порфировое оруденение. *Литосфера*, 21(3), с. 365-385. DOI: 10.24930/1681-9004-2021-21-3-365-385

Метасоматизм и метасоматические породы (1998). Под ред. В.А. Жарикова. Москва: Научный мир, 492 с.

Пучков В.Н. (2010). Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 280 с

Castillo P.R., Janney P., Solidum R.U. (1999). Petrology and geochemistry of Camiguin Island, southern Philippines: Insights to the source of adakites and other lavas in a complex arc setting. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 134(1), pp. 33-51. DOI: 10.1007/s004100050467

Cathelineau M. (1988). Cation site occupancy in chlorites and illites as a function of temperature. *Clay minerals*, 23(4), pp. 471–485. DOI: 10.1180/claymin.1988.023.4.13

Coban H. (2007). Basalt magma genesis and fractionation in collision- and extension provinces: a comparison between eactern, central western Anatolua. *Earth Sci. Rev*., 80, pp. 219-239. DOI: 10.1016/j.earscirev.2006.08.006

Hey M.H. (1954). A new review of chlorites. *The mineralogy magazine and journal of the mineralogical society*, 30(224), pp. 278-292. http://doi.org/10.1180/minmag.1954.030.224.01

Jowett E. C. (1991). Fitting iron and magnesium into the hydrothermal chlorite geothermometer. *Geological Association of Canada+MAC+SEG Joint Annual Meeting*. Toronto. A 62 p.

Kay S.M., Mpodozis C. (2001). Central Andean ore deposits linked to evolving shallow subduction system and thickening crust. *GSA Today*, 11, pp. 4-9. DOI: 10.1130/1052-5173(2001)011<0004:CAODLT.2.0.CO;2

Kosarev A.M., Puchkov V.N., Seravkin I.B., Kholodnov V.V., Grabezhev A.I., Ronkin Y.L. (2014). New data on the age and geodynamic position of copper- porphyry mineralization in the Main Uralian Fault zone (Southern Urals). *Doklady Earth Sciences*, 495(1), pp. 1317-1321. DOI: 10.1134/S1028334X1411004X

Leake B.E. (1978). Nomenclature of amphiboles. *Am. Mineral*., 63, pp. 1023-1052.

MacLean, W.H., Barrett, T.J. (1993). Lithochemical techniques using immobile elements. *Journal of. Geochemical Exploration*, 48, pp. 109-133. DOI: 10.1016/0375-6742(93)90002-4

McDonough W. F., Sun S. (1995). The composition of the Earth. *Chemical Geology*, 120, pp. 223-253. DOI: 10.1016/0009-2541(94)00140-4

Middlemost,E. A. K. (1994). Naming materials in magma/igneous rock system. *Earth Sci. Rev.*, 37, pp. 215-224. DOI: 10.1016/0012-8252(94)90029-9

Pearce J.A. (1983). Role of the sub-continental lithosphere in magma genesis at active continental margins. In: C.J. Hawkesworth and M.J. Norry (eds.). *Continental basalts and mantle xenoliths*. Cambridge, Massachusetts: Shiva Publications, pp. 230-249.

Pearce J.A. (2014). Immobile Element Fingerpriting of Ophiolites. Elements, 10, pp. 101-108. DOI: 10.2113/gselements.10.2.101

Plotinskaya O.Yu., Grabezhev A.I., Tessalina S., Seltmann R., Groznova E.O., Abramov S.S. (2017). Porphyry deposits of the Urals: Geological framework and metallogeny. *Ore Geology Reviews*, 85, pp. 153-173. DOI:10.1016/j.oregeorev.2016.07.002

Putrica K., Busby C. (2007). The tectonic significance of high-K2O volcanism in the Sierra Nevada, California. *Geology*, 35(10), pp. 923-926. DOI: 10.1130/G23914A.1

Richards J.P., Spell T., Rameh E., Razique A., Fletcher T. (2012). High Sr/Y magmas reflect arc matyrity, high magmatic water content, and porphyry Cu±Mo±Au potential: examples from the Tethyan arcs of Central and Eastern Iran and Western Pakistan. *Economic Geology*, 107, pp. 295-332. DOI: 10.2113/econgeo.107.2.295

Winchester, J. A., Floyd, P. A. (1977). Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements. *Chemical Geology*, 20(4), pp. 325-343. DOI: 10.1016/0009-2541(77)90057-2

Сведения об авторах

Сергей Евгеньевич Знаменский – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, К.Маркса, д. 16/2

Александр Михайлович Косарев – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Гульнара Турдибаевна Шафигуллина – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Статья поступила в редакцию 10.01.2022;
Принята к публикации 04.08.2022;
Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Karagaikul gold-porhyric ore occurrence (South Urals): geochemistry and petrogenesis of intrusive rock, composition of minerals of near-ore metasomatites and ores

S.E. Znamensky, A.M. Kosarev, G.T. Shafigullina*
Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation
**Corresponding author: Sergey E. Znamensky, e-mail: Znamensky_Sergey@mail.ru*

Abstract. The petrological and geochemical characteristics of intrusive rocks, sources of magmatic melts, as well as the composition of minerals of near-ore metasomatites and ores of the Karagaikul gold-porphyry ore occurrence located in the Main Ural fault zone in the South Urals have been studied. The content of petrogenic oxides was determined by the silicate method, rare elements – using ICP-MS analysis on a quadrupole mass spectrometer ELAH 9000. The composition of minerals was studied using electron microscopic analysis on a scanning electron microscope REMMA-202M. It was found that gabbro, gabbro-diorite and diorite of the ore-bearing dyke series of the Karagaikul ore occurrence are suprasubduction magmatites of normal alkalinity belonging to the transitional and calc-alkaline petrogenetic series. They were formed from fluid-saturated melts. The main source of melts for intrusive rocks was most likely spinel peridotites of the suprasubduction lithospheric mantle, previously metasomatized by aquatic fluids that arose during the dehydration of rocks of the subducting oceanic plate. The dykes underwent propylitization of the biotite-actinolite facies in a near-ore halo (paragenesis: biotite + actinolite + epidote + orthoclase + albite + quartz + chlorite + pumpelliite), and the host serpentinized ultrabasites – carbonatization (chromogenesis: dolomite + magnesite). According to the chlorite geothermometer, the temperature of propylite formation is 287–317 °C. Sulfide minerals in gold-bearing stockworks are represented by pyrite, chalcopyrite, galena, pentlandite, pyrrhotine, and violarite.

Keywords: South Urals, gold-porphyry mineralization, dykes, diorites, suprasubduction mantle, propylites

Acknowledgements

The studies were carried out within the framework of the State Order Program of the Institute of Geology of the Ural Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences (FMRS-2022-0011).

The authors would like to thank reviewers for carefully reading the manuscript and comments.

Recommended citation: Znamensky S.E., Kosarev A.M., Shafigullina G.T. (2022). Karagaikul gold-porhyric ore occurrence (South Urals): geochemistry and petrogenesis of intrusive rock, composition of minerals of near-ore metasomatites and ores. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 187–196. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.16

References

Castillo P.R., Janney P., Solidum R.U. (1999). Petrology and geochemistry of Camiguin Island, southern Philippines: Insights to the source of adakites and other lavas in a complex arc setting. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 134(1), pp. 33-51. DOI: 10.1007/s004100050467

Cathelineau M. (1988). Cation site occupancy in chlorites and illites as a function of temperature. *Clay minerals*, 23(4), pp. 471–485. DOI: 10.1180/claymin.1988.023.4.13

Coban H. (2007). Basalt magma genesis and fractionation in collision- and extension provinces: a comparison between eactern, central western Anatolua. *Earth Sci. Rev*., 80, pp. 219-239. DOI: 10.1016/j.earscirev.2006.08.006

Grabezhev A.I. (2009). Sr-Nd-C-O-H-S isotope-geochemical description of South Urals porphyry-copper fluid-magmatic systems: Probable sources of matter. *Lithosphere (Russia)*, 6, pp. 66-89. (In Russ.)

Hey M.H. (1954). A new review of chlorites. *The mineralogy magazine and journal of the mineralogical society*, 30(224), pp. 278-292. http://doi.org/10.1180/minmag.1954.030.224.01

Jowett E. C. (1991). Fitting iron and magnesium into the hydrothermal chlorite geothermometer. *Geological Association of Canada+MAC+SEG Joint Annual Meeting*. Toronto. A 62 p.

Kay S.M., Mpodozis C. (2001). Central Andean ore deposits linked to evolving shallow subduction system and thickening crust. *GSA Today*, 11, pp. 4-9. DOI: 10.1130/1052-5173(2001)011<0004:CAODLT.2.0.CO;2

Kosarev A.M., Puchkov V.N., Seravkin I.B., Kholodnov V.V., Grabezhev A.I., Ronkin Y.L. (2014). New data on the age and geodynamic position of copper- porphyry mineralization in the Main Uralian Fault zone (Southern Urals). *Doklady Earth Sciences*, 495(1), pp. 1317-1321. DOI: 10.1134/S1028334X1411004X

Leake B.E. (1978). Nomenclature of amphiboles. *Am. Mineral*., 63, pp. 1023-1052.

MacLean, W.H., Barrett, T.J. (1993). Lithochemical techniques using immobile elements. *Journal of. Geochemical Exploration*, 48, pp. 109-133. DOI: 10.1016/0375-6742(93)90002-4

McDonough W. F., Sun S. (1995). The composition of the Earth. *Chemical Geology*, 120, pp. 223-253. DOI: 10.1016/0009-2541(94)00140-4

Metasomatism and metasomatic rocks (1998). Ed: V.A. Zharikov. Moscow: Naychnyi mir, 492 p. (In Russ.)

Middlemost,E. A. K. (1994). Naming materials in magma/igneous rock system. *Earth Sci. Rev.*, 37, pp. 215-224. DOI: 10.1016/0012-8252(94)90029-9

Pearce J.A. (1983). Role of the sub-continental lithosphere in magma genesis at active continental margins. In: C.J. Hawkesworth and M.J. Norry (eds.). *Continental basalts and mantle xenoliths*. Cambridge, Massachusetts: Shiva Publications, pp. 230-249.

Pearce J.A. (2014). Immobile Element Fingerpriting of Ophiolites. Elements, 10, pp. 101-108. DOI: 10.2113/gselements.10.2.101

Plotinskaya O.Yu., Grabezhev A.I., Tessalina S., Seltmann R., Groznova E.O., Abramov S.S. (2017). Porphyry deposits of the Urals: Geological framework and metallogeny. *Ore Geology Reviews*, 85, pp. 153-173. DOI:10.1016/j.oregeorev.2016.07.002

Puchkov V.N. (2010). Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DesignPoligraphService, 280 p. (In Russ.)

Putrica K., Busby C. (2007). The tectonic significance of high-K2O volcanism in the Sierra Nevada, California. *Geology*, 35(10), pp. 923-926. DOI: 10.1130/G23914A.1

Richards J.P., Spell T., Rameh E., Razique A., Fletcher T. (2012). High Sr/Y magmas reflect arc matyrity, high magmatic water content, and porphyry Cu±Mo±Au potential: examples from the Tethyan arcs of Central and Eastern Iran and Western Pakistan. *Economic Geology*, 107, pp. 295-332. DOI: 10.2113/econgeo.107.2.295

Votyakov S.L., Kiseleva D.V., Shagalov E.S., Cherednichenko N.V., Deryugina L.K., Denisov S.A., Chempalov A.P., Uzkikh S.E., Orekhov A.A. (2006). Multielement analysis of geological samples by inductively coupled plasma mass spectrometry on an ELAN 9000. *Ezhegodnik-2005*. Ekaterinburg, IGG UrB RAS, 153, pp. 425-430. (In Russ.)

Winchester, J. A., Floyd, P. A. (1977). Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements. *Chemical Geology*, 20(4), pp. 325-343. DOI: 10.1016/0009-2541(77)90057-2

Znamensky S.E. (2019). The positive flower structure of the Yalchigulovsky fault in the Southern Urals. *Geologicheskii vestnik*, 2, pp. 24-31. (In Russ.). http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-2-2.

Znamensky S.E. (2021). Petrological and geochemical characteristic of the rocks of the Voznesensky intrusive massif (Southern Urals): On the question of the composition and sources of magma producing gold and copper porphyry mineralization. *Lithosphere (Russia),* 21(3), pp. 365-385. (In Russ.) DOI: 10.24930/1681-9004-2021-21-3-365-385

About the Authors

Sergey E. Znamensky – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2 K. Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Alexandr M. Kosarev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Gulnara T. Shafigullina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Manuscript received 10 January 2022;
Accepted 4 August 2022;
Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.17

УДК 552.321.6

Хромититы Уфалейского ультрамафитового массива (Южный Урал)

Д.Е. Савельев
Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия
e-mail: savl71@mail.ru

В статье обобщены данные о морфологии, составе, текстурных и структурных особенностях хромититовых залежей Уфалейского ультрамафитового массива. Минералого-геохимические особенности вмещающих ультрамафитов позволяют интерпретировать их как деплетированный рестит от частичного плавления мантийных перидотитов. Отмечены относительно широкие вариации месторождений по составу рудообразующих хромшпинелидов (#Cr 0.6–0.8) и заметный метаморфизм вкрапленных руд с замещением хромита хроммагнетитом. Предполагается, что хромититовые тела были изначально сформированы в условиях верхней мантии по реоморфическому механизму, а затем произошла их структурно-геохимическая трансформация в коллизионной обстановке верхней части земной коры. Уплощенные тела вкрапленных хромититов сохранились вблизи компетентных блоков габброидов, тогда как другие залежи были превращены в линзовидные и подиформные тела густовкрапленных и массивных руд меньшего размера. Холодная тектоника корового этапа привела к дезинтеграции залежей и одновременному локальному обогащению будинированных тел хромититов.

Ключевые слова: хромититы, ультрамафиты, офиолиты, Уфалейский массив, Южный Урал

Для цитирования: Савельев Д.Е. (2022). Хромититы Уфалейского ультрамафитового массива (Южный Урал). *Георесурсы*, 24(3), с. 197–209. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.17

Введение

Офиолитовые массивы ультрамафитов, наряду с расслоенными мафит-ультрамафитовыми интрузиями, являются важнейшим источником хромовых руд металлургического типа, и поэтому их изучение представляет большой практический интерес. В фундаментальном плане офиолиты считаются фрагментами океанической коры и верхней мантии геологического прошлого, и их изучение позволяет восстановить условия формирования и преобразования мантийного материала на исследуемой территории. Главной целью настоящего исследования является разработка модели формирования хромититовых тел в офиолитовых ультрамафитах.

Уфалейский массив представляет собой довольно крупное тело офиолитовых ультрамафитов, обнажающееся на границе между двумя главными вулканогенными мегазонами Урала – Магнитогорской на юге и Тагильской на севере. На площади массива известны многочисленные залежи подиформных хромититов, которые слабо освещены в литературе. Одной из главных задач настоящего исследования является обобщение накопленного материала по геологическому строению месторождений, составу хромититов и вмещающих пород, акцессорной минералогии руд.

Происхождение хромовых руд в офиолитах представляет собой крупную проблему мантийной петрологии, которая далека от однозначного решения, о чем свидетельствует большое количество публикаций с диаметрально противоположной интерпретацией оруденения (Rost, 1959; Thayer, 1964; Dickey, 1975; Lago et al., 1982; Hock, Friedrich, 1985; Leblanc, Ceuleneer, 1992; Ballhaus, 1998; Matveev, Ballhaus, 2002; Borisova et al., 2012; Johan et al., 2017; Gonzalez-Jimenez et al., 2014; Arai, Miura, 2016). В серии предыдущих работ автор продемонстрировал факты, свидетельствующие в пользу важности реоморфических (твёрдофазных) процессов в мантийном петро- и рудогенезе. В данном сообщении с этих же позиций рассматриваются геологические, структурные, минералогические и геохимические особенности хромититов и ультрамафитов Уфалейского массива.

Методы исследований

Основными методами лабораторных исследований были петрографический (микроскоп ПОЛАМ Р-312) и электронно-микроскопический. Электронно-микроскопические исследования и изучение состава минералов проводились в аншлифах и шашках на сканирующем электронном микроскопе Tescan Vega 4 Compact с энерго-дисперсионным анализатором Xplorer 15 Oxford Instruments (ИГ УФИЦ РАН, Уфа). Обработка спектров производилась автоматически при помощи программного пакета AzTec One с использованием методики TrueQ. При съемке использованы следующие установки: ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда в диапазоне 3–4 нА, время накопления спектра в точке 60 секунд в режиме «Point&ID». Формулы оливина и минералов группы шпинели рассчитывались на 4, пироксенов – на 6 атомов кислорода, соответственно. По составам оливина определены содержания форстерита (Fo=Mg/(Mg+Fe), ат. %). Составы минералов группы платины определялись в режиме нормализации к 100 % из-за малого размера выделений. Аббревиатуры минералов, использованные

© 2022 Д.Е. Савельев
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

нами на рисунках, соответствуют таковым, рекомендованным в работе (Whitney, Evans, 2010), либо минералы обозначены формулой, примерно соответствующей их химическому составу.

История изученности и краткий геологический очерк

В изучении хромитоносности Уфалейского ультрамафитового массива можно выделить два основных периода. Первый охватывает предвоенные годы (1930-е) и связан с именами И.И. Бок (1927 г.), В.В. Родионова, В.В. Попова, В.С. Красулина (1939 г.). В это время было обнаружено большинство хромитовых объектов данного района, некоторые из них разведаны и частично отработаны. Возобновление интереса к хромитовым рудам рассматриваемых массивов произошло на рубеже XX и XXI веков (1990–2000-е гг.) в связи с дефицитом хромового сырья.

В период с 1996 по 2006 гг. в северной части Уфалейского массива велись поисковые и разведочные работы с применением комплекса геофизических методов и бурения (Зиновьев, 2006). В этот период разведывались и оценивались известные объекты, и выявлен ряд новых месторождений. Хромшпинелиды, слагающие рудные тела месторождений массива, слабо метаморфизованы в отличие от акцессорных хромшпинелидов вмещающих серпентинитов. Благодаря этому рудные тела довольно четко выделяются на картах магнитной съемки по отрицательным аномалиям магнитного поля, что позволило результативно использовать данный метод поисков (Зиновьев, 2006). На разведанных месторождениях проводились опытно-эксплуатационные работы Челябинским электро-металлургическим заводом (ЧЭМК). Позднее (2007–2008 гг.) на массиве проводились тематические работы отрядом лаборатории рудных месторождений ИГ УНЦ РАН, результаты которых отражены в коллективной монографии (Бажин и др., 2010).

Уфалейский массив занимает площадь 125 км², по простиранию он протягивается на 25 км от ст. Полдневой на севере до широты п. Силач на юге при максимальной ширине 10 км (рис. 1). В южной части он представлен узким клинообразным телом и полностью сложен антигоритовыми серпентинитами. В северной части массив несколько расширяется, и наряду с нацело серпентинизированными ультрамафитами здесь часто встречаются реликты первичных пород – гарцбургитов и дунитов.

В структурном отношении массив приурочен к южному замыканию Тагильской мегазоны и тяготеет к её восточному борту, вплотную прилегая к ильменогорско-вишнёвогорскому мигматито-гнейсово-сланцевому комплексу. Массив представляет собой тектоническую пластину мощностью от 200 до 600 м, в некоторых местах распадаясь на несколько пластин меньшей мощности. В целом он характеризуется восточным падением, в южной части угол падения изменяется от 30° до 70°. В восточной части ультрамафиты прорываются крупным Чусовским массивом габбро-гранитной формации.

В строении Уфалейского массива принимают участие апогарцбургитовые и аподунитовые серпентиниты. Апогарцбургитовые серпентиниты представляют собой массивные светло-зелёные породы с неровным изломом. Они определяются по наличию пироксена (25–40 %),

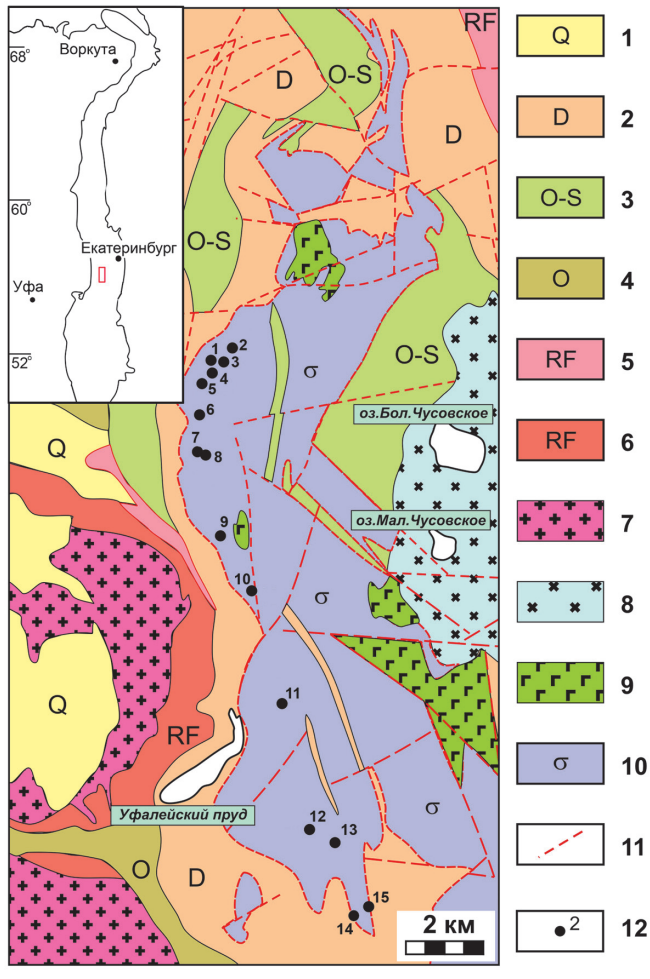


Рис. 1. Схема геологического строения северной и центральной части Уфалейского ультрамафитового массива (по материалам В.В. Парфенова (1989) и В.Н. Зиновьева (2006). 1 – четвертичные отложения, 2 – девонские вулканогенно-осадочные отложения (полевская свита), 3 – ордовикско-силурийские образования (зюзельская свита), 4 – ордовикские образования (выйская свита), 5–6 – рифеские метаморфические породы, 5 – сланцы куртинской свиты, 6 – амфиболиты, 7 – гранитоиды, 8 – кварцевые диориты Чусовского массива, 9 – габброиды, 10 – серпентиниты и серпентинизированные ультрамафиты мантийного разреза офиолитов, 11 – разрывные нарушения, 12 – хромитопроявления и их номера. Названия хромитовых объектов: 1 – Северо-Западное, 2 – 1-е Северное, 3 – Северо-Песчанское, 4 – Средне-Песчанское, 5 – Южно-Песчанское, 6 – Случайное, 7 – Западно-Родионовское, 8 – Восточно-Родионовское, 9 – Буслаева Гора, 10 – Николаева Гора, 11 – Уфалейское (58 квартал), 12 – Волчьегорское, 13 – Туркинское, 14 – Уфалейское (106 квартал), 15 – Чернореченское

в той или иной мере антигоритизированного по краям зёрен или по трещинам, и реликтам зёрен оливина, частично или полностью замещённых шнуровидным магнетитом и антигоритом с образованием характерной петельчатой структуры. По минеральному составу среди серпентинитов выделяются магнетит-антигоритовые (преобладающие), антигоритовые и лизардит-антигоритовые разновидности. Аподунитовые серпентиниты имеют подчинённое значение. Они залегают в виде отдельных тел линзовидной формы, меридионально вытянутых по простиранию, от нескольких десятков до несколько сотен метров.

Фактический материал

Геологическое строение месторождений

Хромитовое оруденение в пределах Уфалейского массива распределено неравномерно: рудопроявления и месторождения часто группируются в рудные узлы. Наиболее значимым из них является Песчанский рудный узел, включающий Северо-, Средне- и Южно-Песчанские месторождения, 1-е и 2-е Северные, Северо-Западное, 2-е Северо-Западное и Случайное месторождения (рис. 1). Месторождения приурочены к рудоносной зоне северо-северо-восточного простирания длиной около 2 км при ширине до 1 км, вблизи западного контакта массива с вмещающими вулканогенно-осадочными породами палеозоя.

Северо-Песчанское месторождение представлено двумя рудными телами – северным и южным. Первое имеет длину по простиранию 150 м и мощность 1.5–3 м, в раздувах до 5–8 м. Южная залежь имеет длину 200 м при мощности 0.8–7.0 м. Падение обоих тел восточное под углом 45°. Содержание Cr_2O_3 в руде составляет 32.94 %, общие запасы подсчитаны в количестве 46.5 тыс. т, частично отработаны (Зиновьев, 2006).

Средне-Песчанское месторождение представлено серией линзовидных тел, образующих рудную зону протяженностью 280 м, средняя мощность их 2.5–3.0 м, падение восточное под углом 30–60°. Запасы месторождения по категории C_2 составляют 25000 т, все известные рудные тела к настоящему времени отработаны. Поисковые работы, проведенные на данном объекте, дали отрицательные результаты, что позволило сделать вывод о сильной эродированности рудных тел месторождения (Зиновьев, 2006). Подавляющая часть хромитовых руд была локализована в приповерхностной части до глубины 15 м.

Южно-Песчанское месторождение расположено на водораздельной части хребта и представлено серией рудных тел различного размера (рис. 2). Рудная зона протяженностью 250 м и шириной 20–80 м имеет субмеридиональное простирание (аз. 345–360°) при восточном падении отдельных тел хромитов. Для месторождения характерна сильная тектоническая проработка руд и вмещающих пород. Последние в надрудной толще представлены преимущественно коричнево-серыми интенсивно рассланцованными серпентинитами, ориентировка сланцеватости в них параллельна контактам хромитовых залежей. Рудные тела разбиты на блоки серией надвигов и сбросо-сдвигов. Поверхности надвигов параллельны контактам рудных тел (аз. пад. 75–90° ∠5–40°), амплитуда смещений составляет первые метры. Сбросо-сдвиги имеют более позднее заложение, крутые падения поверхностей (∠60–90°), меридиональное и северо-западное простирание. По ним восточные части рудных тел смещены к югу на расстояние до 20 м и опущены с амплитудой 1–7 м. В результате залежи расчленены на ступенчато расположенные блоки линзовидной, клиновидной и более сложных форм. На месторождении выделяются три гипсометрических уровня оруденения: верхний (рудные тела 1 и 4), средний (линза 2) и нижний (линзы 3 и 3а). Общие запасы месторождения составляют 33.8 тыс. т при среднем содержании Cr_2O_3 в руде 30,36 % (Зиновьев, 2006) и почти полностью отработаны.

Наиболее глубокая часть эксплуатационного карьера имеет серповидную форму, обращенную острием на

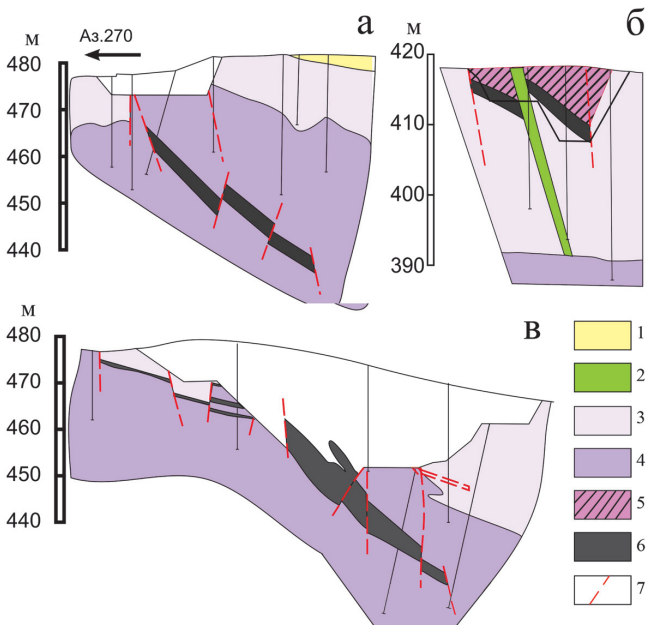


Рис. 2. Строение месторождений Песчанской группы (по В.Н.Зиновьеву (2006)). А – план Средне-Песчанского месторождения, Б, В – разрезы Южно-Песчанского месторождения. 1 – четвертичные отложения, 2 – долериты, диабазы, 3 – гарцбургиты, 4 – дуниты, 5 – преимущественно вкрапленные хромититы, 6 – преимущественно массивные хромититы

северо-запад (рис. 3а). Судя по морфологии выработки, рудное тело имело северо-восточное падение (аз.пад. 40 ∠40–50°) и юго-восточное склонение (аз. 110–120°). В северо-западной части, в бортах карьера встречаются остатки рудных тел, они имеют резкие контакты и сложены густовкрапленным хромититом. Вмещающие серпентиниты интенсивно рассланцованы, разделены на многочисленные уплощенные линзы толщиной 2–5 см. Видимая мощность рудной зоны в стенке карьера составляет около 1 м, в верхней части она сменяется аподунитовыми серпентинитами с сеткой трещин, заполненных карбонатами. В непосредственном контакте хромититов и серпентинитов как в подошве, так и в кровле тела, развита оторочка из милонитов ультраосновного состава. В подрудной толще милонитизация проявлена менее значительно, чем в надрудной, блоки вмещающих пород имеют большие размеры, но всегда это обдавленные линзы (максимально 0.4x1 м).

Центральная часть тела сложена густовкрапленными и массивными рудами – их обломки в большом количестве присутствуют в центре карьера, периферические же части тел сложены более бедными хромититами (средне- и редковкрапленными), иногда встречаются разновидности, переходные к нодулярным. В бортах основного карьера преобладают также аподунитовые серпентиниты, реже встречаются серпентиниты по пироксеновым дунитам. Породы разлинзованы, линзы имеют сечения 0.3–1.2 х 0.2–0.9 м, иногда приближаются по форме к шарообразным. В верхней части наблюдается более интенсивное дробление, в целом преобладают апогарцбургитовые серпентиниты.

В южной части месторождения в бортах карьера также встречаются обнажения хромитовых руд. Они разлинзованы, преобладают массивные и густовкрапленные разновидности, среди которых неравномерно

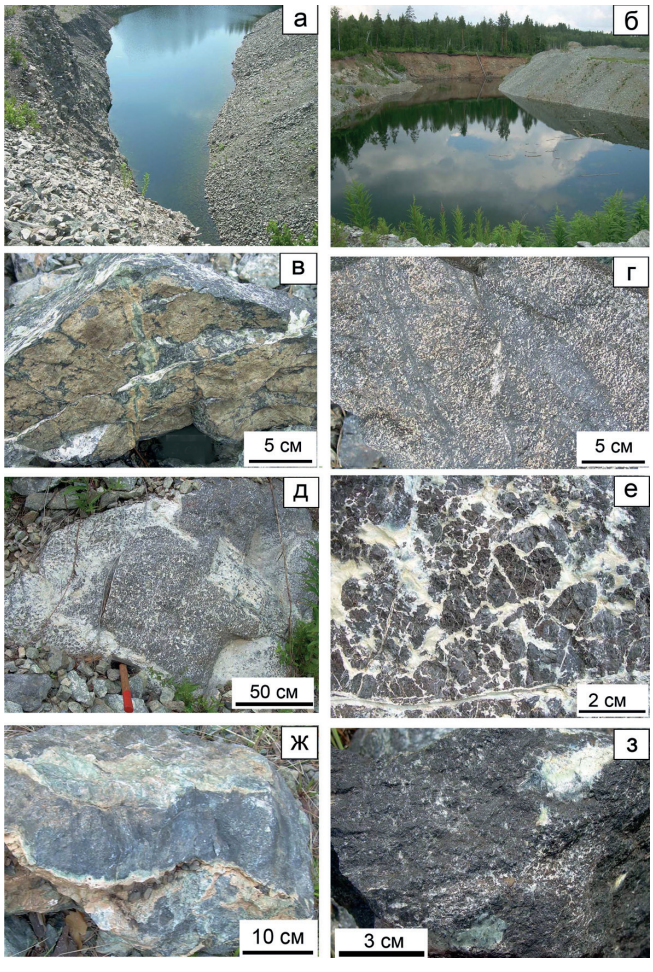


Рис. 3. Общий вид отработанных карьеров и руд месторождений Уфалейского массива. Пояснения в тексте

распределены участки средневкрапленных хромититов (рис. 3г). На объекте отсутствуют полосчатые разновидности руд. На удалении от рудных тел редко встречаются выходы серпентинизированных средне-крупнозернистых гарцбургитов с реликтами первичных ориентированных текстур с содержанием энстатита 10–15 %. В одном из них измерены элементы залегания струйчатых выделений ортопироксена (аз. прост. 330°, падение северо-восточное).

В целом, рудные тела сложены на 50 % густовкрапленными среднезернистыми рудами, на 30 % – массивными хромититами и на 20 % – рудами пятнистой текстуры, обусловленной неравномерной густотой вкрапленности (густо-средневкрапленными) и средневкрапленными среднезернистыми рудами.

Северо-Западное месторождение расположено в 400 м севернее Южно-Песчанского и представлено одним рудным телом длиной по простиранию 130 м, а по падению от 10 до 60 м. Мощность хромититов варьирует от 1.0 до 10.3 м, в среднем составляя 4.1 м. Рудное тело характеризуется северо-восточным простиранием и юго-восточным падением (аз.пад. 112° ∠5–40°). Оруденение вмещается аподунитовыми серпентинитами, интенсивно смятыми в надрудной части. В зонах тектонических нарушений серпентиниты милонитизированы. Рудные тела разбиты многочисленными разрывными нарушениями на блоки линзообразной, клиновидной и пластообразной формы. Преобладают разломы сбросово-сдвигового характера с амплитудой смещения по вертикали 3–10 м, по горизонтали до 10–15 м. Основные системы разрывных нарушений следующие: 1) крутопадающие (∠80–90°) субширотного и северо-западного простирания (аз. 275–310°); 2) разломы северо-восточного простирания (аз. пад. 100–110° ∠60–90°). Запасы хромититов с содержанием Cr_2O_3 29.64 % составляют 56.4 тыс. т (Зиновьев, 2006).

Второе Северо-Западное месторождение расположено вблизи первого и является смещенным на 70 м к северо-востоку его северным продолжением. Общее простирание рудной зоны северо-восточное, падение рудных тел по аз. 100–112° ∠5–50°. На месторождении всего выявлено 6 залежей, разобщенных тектоническими нарушениями. Рудная зона имеет протяженность 250 м и характеризуется пологим северо-восточным склонением по аз. 10°. В южной части глубина залегания хромититов составляет 4–12 м, а в северной 20–45 м. Мощность рудных тел варьирует от 1.0 до 7.3 м, а содержание Cr_2O_3 в руде от 24.03 до 40.6 % (преобладают руды с 30–40 % Cr_2O_3). По данным (Зиновьев, 2006), запасы составляют 31 тыс. т.

На участке, объединяющем Северо-Западное и 2-е Северо-Западное месторождения, пройдено несколько эксплуатационных карьеров (рис. 3б), расположенных в виде цепочки в меридиональном направлении по аз. 10–15°. Борта карьеров осыпные, в отвале встречаются обломки аподунитовых и апогарцбургитовых серпентинитов. В северо-западной стенке северного карьера обнажаются массивные серпентинизированные дуниты с характерной светло-коричневой коркой выветривания (рис. 3в). Северная стенка сложена преимущественно разлинзованными серпентинитами аподунитовой природы с карбонатными корочками. Обломки хромитовых руд встречаются в полотне северного карьера и преимущественно представлены густовкрапленными среднезернистыми (50 %), часто встречаются также массивные руды (40 %), реже – крупнозернистые густо- и средневкрапленные плохо сцементированные руды.

Кроме описанных месторождений, в пределах Песчанского участка известны еще ряд более мелких объектов: Случайное, 1-е Северное и 2-е Северное.

Второе Северное месторождение расположено на западном склоне хребта, в 150 м ниже по склону от водораздела. В настоящее время на объекте имеется две небольшие эксплуатационные выемки, соединенные расчисткой, длина последней около 150 м. В отвалах преобладают массивные густовкрапленные среднезернистые хромититы и пегматоидные руды (рис. 3 д, е), в северной части объекта довольно много редковкрапленных струйчатых руд. На ***месторождении Случайное*** вмещающими являются разлинзованные аподунитовые серпентиниты. Хромититы встречены только в отвалах, они представлены густовкрапленными среднезернистыми, массивными рудами в серпентинитовой оболочке (рис. 3ж), а также слабо сцементированными крупнозернистыми и средневкрапленными рудами.

Из других объектов необходимо также отметить ***месторождение «Буслаева Гора»***, которое является наиболее крупным на Уфалейском массиве. Оно расположено западнее пос.Черемшанка, в 400 м к востоку от западного контакта массива. Оруденение распространено на площади 400х30–100 м и представлено серией сближенных тел

различного размера, длина и ширина их изменяется от первых метров до 70 м, мощность от 1 до 16 м (Бажин и др., 2010). Наиболее крупным на месторождении является рудное тело №1, расположенное на южном фланге месторождения. Оно протягивается по простиранию на 70 м при ширине 30 м и мощности в среднем 7.76 м. В поперечных разрезах оно представляет собой почти изометричную линзу с сильно уплощенными краями. Преобладают средне- и густовкрапленные руды, в центральных частях тел переходя в однородные массивные хромититы (рис. 3з). Содержание Cr_2O_3 в рудах изменяется от 20.23 до 43.8 %, в среднем составляя 29.78 %. Общие запасы, по данным (Зиновьев, 2006), составляют около 64 тыс. т.

Родионовская группа месторождений включает в себя небольшие ***Западно-*** и ***Восточно-Родионовское месторождения***. Они также расположены вблизи западного контакта массива (соответственно, в 100 и 350 м от него). Вмещают оруденение интенсивно дислоцированные серпентиниты антигоритового и хризотил-антигоритового состава. Редко в серпентинитах отмечаются участки петельчатой структуры, в ядрах петель иногда наблюдаются редкие реликты зерен первичного оливина. Породы иногда подвержены карбонатизации.

На площади месторождений, особенно – Восточно-Родионовского, широким распространением пользуются жильные тела эпидот-биотитового, диопсид-гранатового и хлорит-гранатового состава. Для них характерно субмеридиональное простирание (320–340°), падение северо-восточное под углом 60–70°. По данным В.Н. Зиновьева (2006), эти тела являются результатом преобразования даек габброидов и пироксенитов.

На Западно-Родионовском месторождении выявлены два линзовидных тела хромититов – Северное и Южное. Большая часть запасов сосредоточена в северном теле. Простирание рудных тел субмеридиональное (аз. 0–20°), падение восточное (аз. 50–70°), по простиранию тела ограничены разрывными нарушениями.

Волчьегорское месторождение расположено у западного контакта массива в 1.5 км к востоку от г. Верхнего Уфалея. Месторождение представляет собой меридиональную рудную зону общей протяжённостью 1.2 км с восточным падением, состоящую из серии линзовидных рудных тел длиной до 40 м и мощностью до 6 м. По данным В.С. Красулина (1939) всего разведано 15 рудных тел, содержание Cr_2O_3 в которых составляло от 38.14 до 43.22 %. Контакты руд с вмещающими породами постепенные с уменьшением густоты вкрапленности. Оруденение густовкрапленное в центральных частях рудных тел до бедновкрапленного на периферии. Месторождение разрабатывалось до 1933 г. 15 разрезами до глубины 8–10 м. Добыто порядка 10–12 тыс. т. руды. По состоянию на 1945 г. перспективы оценивались в 30 тыс. т. (Реестр хромитопроявлений…, 2000).

В настоящее время Волчьегорское месторождение вскрыто на большой площади многочисленными неглубокими карьерами, расположенными по обеим сторонам грунтовой дороги (рис. 4а). В бортах выемок и в отвалах – обломки плотных дунитов со светло-коричневой коркой выветривания, аподунитовых серпентинитов и редковкрапленных хромитовых руд с 10–20 % хромшпинелидов (рис. 4б, в). Рудообразующие минералы распределены в

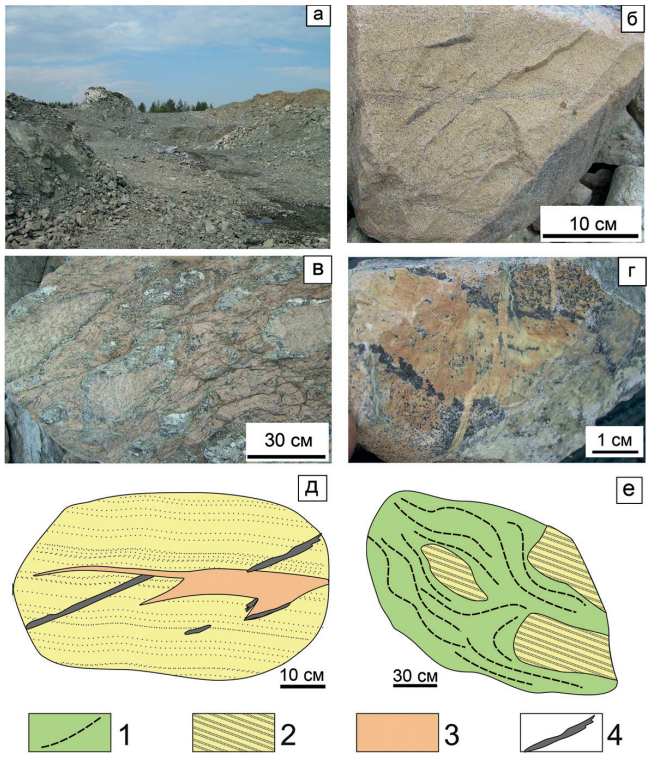


Рис. 4. Вкрапленные хромититы и дуниты Волчьегорского месторождения. 1 – гарцбургит, 2 – энстатит-содержащий дунит, 3 – дунит, 4 – хромититовые прожилки

породе или равномерно, или образуют изометричные и неправильной формы скопления, реже – струйки (рис. 4в, г). Зерна хромшпинелидов размером от 0.n до 2 мм, структура неравномернозернистая.

В бортах выемок обнажаются крупные шарообразные и эллипсовидные блоки массивных дунитов и редковкрапленных хромититов (около 20 % по объему) диаметром 1.0–1.5 м. Они окружены более мелкими линзовидными и остроугольными блоками (0.2–0.5 м, 50 % по объему) тех же пород с карбонатной коркой. Остальной объем приходится на мелкощебнистую массу (<0.2 м) аподунитовых серпентинитов. В юго-восточной части объекта измерены элементы залегания струйчатости хромшпинелидов (аз. пад.110 ∠60–70°). В центральной части карьера, в развалах крупных глыб дунитов можно наблюдать особенности внутреннего строения, указывающие на интенсивную тектоническую нарушенность дунитов, происходившую в режиме пластического течения пород.

На рис. 4в видно, что дунит состоит из линзовидных кластеров – будин, которые окружены межбудинными пережимами того же состава. Будины имеют более однородное строение, часто в них отмечается повышенная вкрапленность хромшпинелидов (до 20 %). В межбудинных участках проявлена своеобразная «флюидальность».

На рис. 4д, е запечатлено внедрение в дунит, содержащий струйчатую вкрапленность мелкозернистого хромита – дунита безрудного. Дунит «второй генерации» имеет субсогласное расположение с главной системой струйчатости хромшпинелидов (содержание 5–7 %), но пересекает направленную под косым углом (∠15–20°) к ней вторую систему струйчатости, в которой происходит обогащение рудным веществом (до 50 % хромшпинелидов). Локальная концентрация хромшпинелидов

наблюдается вдоль контакта двух «генераций» дунита. Подобные явления описаны ранее на ряде офиолитовых массивов (Кравченко, 1969; Павлов и др., 1968; Павлов, Григорьева-Чупрынина, 1973).

Структурные особенности хромититов

Изученные хромититы представлены различными текстурными типами – от редковкрапленных до массивных. Вкрапленные полосчатые руды распространены только в пределах Волчьегорского месторождения, для них характерна мелкозернистая структура и значительные наложенные изменения, выраженные в замещении хромита хромагнетитом. Густовкрапленные и массивные хромититы месторождений Песчанской группы, Северо-Западного и Буслаевой Горы характеризуются средне- и крупнозернистым сложением, иногда в центральных частях тел наблюдается переход к пегматоидным структурам (размер зерен 5–10 мм). Постоянная особенность хромититов – наличие поперечных трещин (рис. 5а–5в), характеризующих так называемую «пулл-апарт» текстуру (Thayer, 1964), свидетельствующую о формировании хромититов в напряженной тектонической обстановке. Во многих образцах отмечены также зоны дробления (рис. 5в, 5е).

Реликтовые зерна оливина, захваченные хромитом при кристаллизации, обычно обнаруживаются во внутренних частях относительно крупных зерен, вдали от описанных выше трещин (рис. 5г, 5е). Зерна хромита в краевых частях часто подвержены коррозии (рис. 5г, 5д), вследствие чего трудно поддаются полировке, на этих участках часто происходит образование тонкодисперсных полифазных агрегатов, которые включают в себя хромит, магнетит, силикатные фазы (серпентин, хлорит). При дальнейшем развитии данного процесса подобные агрегаты могут практически полностью замещать хромитовые зерна (рис. 5ж, 5з).

Минералого-геохимические особенности хромититов и ультрамафитов

Уфалейский массив сложен в значительной степени серпентинизированными гарбургитами с подчиненным значением дунитов. Вблизи хромититовых залежей роль последних возрастает, именно эти породы всегда служат вмещающими для хромититов. Большая часть ультрамафитов массива полностью серпентинизирована, характер изменений варьирует от низкотемпературной фации петельчатых серпентинитов до антигоритовой. В ассоциации с минералами группы серпентина часто присутствуют магнезиальный хлорит, тальк, брусит.

Реликтовые минералы встречаются редко и представлены чаще всего акцессорными хромшпинелидами, реже – оливином, и крайне редко сохраняются корродированные фрагменты зерен пироксенов. Хромшпинелиды гарцбургитов характеризуются умеренно хромистым составом #Cr= 0.5–0.6 и достаточно высокой магнезиальностью #Mg=0.5–0.6 (рис. 6а, 6б), в дунитах возрастает значение #Cr до 0.8–0.85 при постоянстве #Mg (табл. 1). Оливин из ультрамафитов является высокомагнезиальным с содержанием форстеритового минала 0.92–0.97 (табл. 2), что существенно выше по сравнению с типичными минеральными ассоциациями офиолитов, как следует из диаграммы OSMA, где фигуративные точки изученных пар минералов

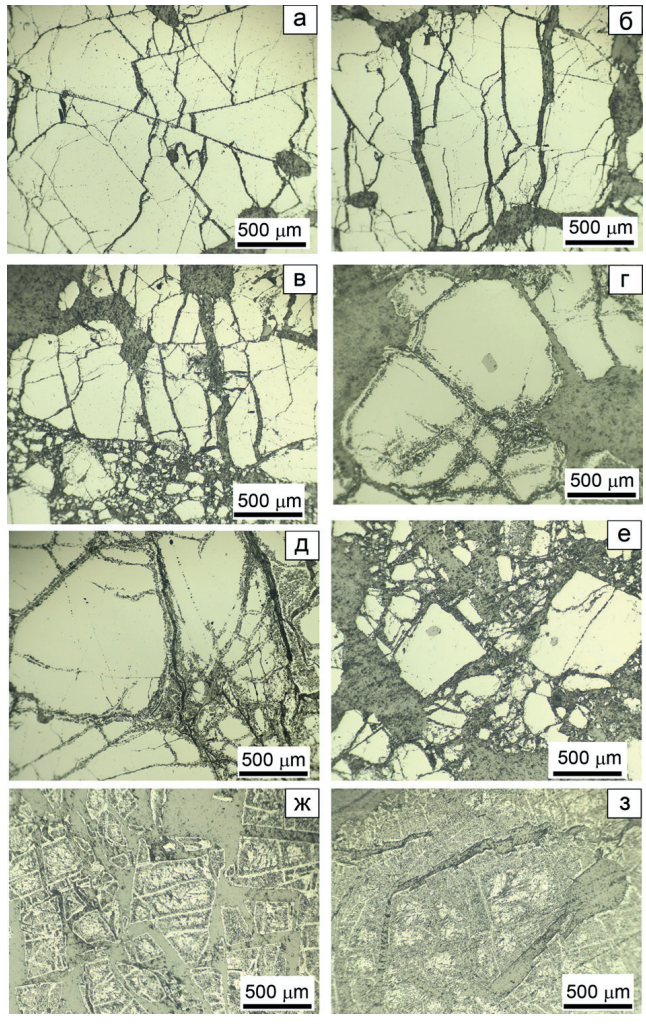


Рис. 5. Структурные особенности хромититов Уфалейского массива. Пояснения в тексте

располагаются вблизи поля предельно истощенных мантийных реститов (рис. 6в). Отмеченные тенденции (рост #Cr в шпинелиде и Fo в оливине) сохраняются в минералах хромититов. Специфической особенностью состава рудообразующих хромшпинелидов Уфалейского массива является довольно широкий диапазон их состава и повышенная магнезиальность (#Mg до 0.8).

Главным вторичным изменением акцессорных и рудообразующих шпинелидов является прогрессирующее превращение их в магнетит, что на треугольной диаграмме выражается в существовании дугообразного тренда, соединяющего стороны Al–Cr и Cr–Fe^{3+} (рис. 6а). Данная особенность является типичной для ультрамафитовых массивов, подверженных прогрессивному метаморфизму, в данном случае – антигоритизации. В большей степени вторичным изменениям подвержены акцессорные шпинелиды и редковкрапленные хромититы, в меньшей – массивные руды.

В хромшпинелидах встречаются включения, которые в 80 % случаев представлены апооливиновым серпентином, и только около 15 % включений состоят из сохранившегося реликтового оливина (рис. 5). Остальная часть включений (около 5 %) представлены амфиболами, и значительно менее 1 % минеральных включений представлено сульфидами основных металлов (Fe-Cu-Ni-Co) и минералами элементов платиновой группы (ЭПГ).

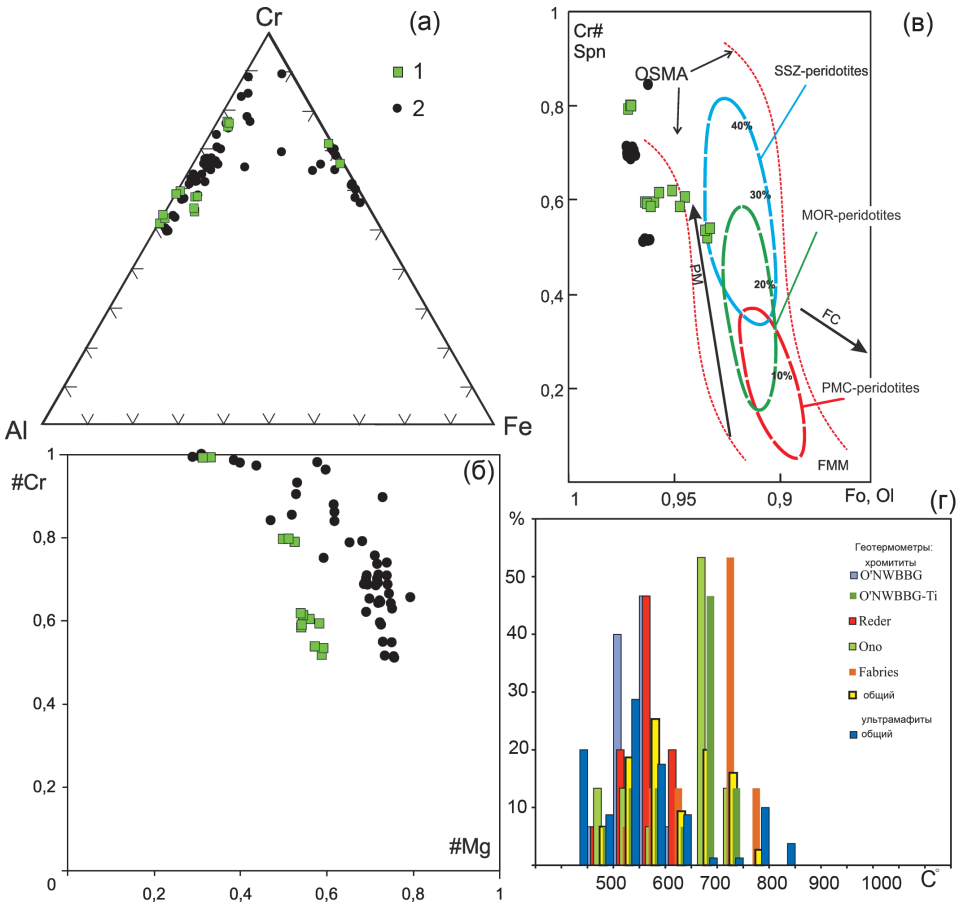


Рис. 6. Состав хромшпинелидов и оливинов из ультрамафитов Уфалейского массива. 1 – вмещающие ультрамафиты, 2 – хромититы. Пояснения в тексте

№ п/п	Массовые %							Коэффициенты формул							
	MgO	Al_2O_3	TiO_2	V_2O_3	Cr_2O_3	FeO	Сумма	Al	Cr	Mg	Fe^{3+}	Fe^{2+}	Ti	V	#Cr
1	10,70	4,82	0,25	–	67,13	18,19	101,1	0,189	1,769	0,531	0,025	0,479	0,006	–	0,90
2	15,78	18,87	–	–	50,72	13,69	99,1	0,687	1,239	0,727	0,065	0,282	–	–	0,64
3	15,83	18,78	–	–	50,67	13,72	99,0	0,684	1,239	0,730	0,066	0,282	–	–	0,64
4	13,33	10,62	0,32	–	58,53	15,62	98,4	0,409	1,514	0,650	0,070	0,350	0,008	–	0,79
5	15,27	18,81	0,27	–	50,26	13,44	98,0	0,694	1,243	0,712	0,062	0,282	0,006	–	0,64
6	16,22	24,56	0,27	–	44,40	13,08	98,5	0,876	1,062	0,731	0,051	0,274	0,006	–	0,55
7	16,37	24,65	0,27	–	44,34	12,70	98,3	0,880	1,061	0,738	0,065	0,249	0,006	–	0,55
8	15,35	15,47	0,32	–	55,95	15,38	102,5	0,557	1,352	0,699	0,071	0,314	0,007	–	0,71
9	14,78	16,74	0,37	–	54,73	15,09	101,7	0,606	1,329	0,677	0,067	0,313	0,008	–	0,69
10	15,07	16,36	0,35	–	55,68	14,16	101,6	0,592	1,352	0,689	0,045	0,313	0,008	–	0,70
11	5,58	0,21	0,18	–	48,98	44,67	99,6	0,009	1,400	0,301	0,592	0,693	0,005	–	0,99
12	5,37	0,23	–	–	47,79	46,22	99,6	0,010	1,369	0,290	0,608	0,724	0,000	–	0,99
13	5,98	0,28	0,22	–	49,11	43,97	99,6	0,012	1,399	0,321	0,571	0,690	0,006	–	0,99
14	5,67	0,00	0,30	–	49,12	44,43	99,5	0,000	1,406	0,306	0,587	0,693	0,008	–	1,00
15	5,72	0,25	–	–	42,65	50,27	98,9	0,011	1,230	0,311	0,755	0,694	–	–	0,99
16	13,08	26,88	0,45	–	42,94	17,10	100,5	0,951	1,019	0,585	0,014	0,414	0,010	–	0,52
17	12,88	25,78	0,38	–	43,85	17,02	99,9	0,924	1,054	0,584	0,023	0,407	0,009	–	0,53
18	12,62	25,41	0,43	–	43,96	17,23	99,6	0,915	1,062	0,574	0,005	0,434	0,010	–	0,54
19	12,02	21,33	0,13	0,41	48,33	17,86	100,1	0,779	1,184	0,555	0,020	0,441	0,003	0,010	0,60
20	12,40	22,01	–	0,37	47,68	16,42	98,9	0,810	1,177	0,577	0,010	0,418	–	0,009	0,59
21	10,45	10,43	–	–	60,80	20,47	102,1	0,397	1,553	0,503	0,060	0,486	–	–	0,80
22	6,02	0,26	0,27	–	49,78	41,99	99,1	0,011	1,424	0,324	0,544	0,666	0,007	–	0,99

Табл. 1. Химический состав хромшпинелидов. 1–15 – хромититы, 16–22 – вмещающие ультрамафиты. Объекты: Южно-Песчанское (1–5), Случайное (6–7), Буслаева Гора (8–10), Северо-Песчанское (11–15). В анализе 22 определено 0,77 мас. % MnO

По составам пар сосуществующих зерен хромшпинелида и оливина были рассчитаны температуры закрытия обменных реакций и значения фугитивности кислорода. Для этой цели использованы различные версии геотермометров (Ballhaus et al., 1998; Roeder et al., 1979; Ono, 1983) и оксибарометр из работ (Ballhaus et al., 1991; Чащухин и др., 2007). Расчет фугитивности кислорода показал значительные вариации с наиболее

№ п/п	Массовые %						Коэффициенты формул					
	MgO	SiO_2	MnO	FeO	NiO	Сумма	Mg	Fe	Mn	Ni	Si	Fo
1	54,23	40,67	–	3,63	0,84	99,4	1,938	0,072	–	0,020	0,969	0,964
2	54,22	40,63	–	3,78	0,76	99,4	1,938	0,075	–	0,019	0,968	0,963
3	54,17	41,10	–	3,86	0,73	99,8	1,930	0,076	–	0,018	0,976	0,962
4	53,97	40,18	–	3,52	0,90	98,6	1,943	0,070	–	0,022	0,964	0,965
5	55,17	41,12	–	2,43	0,88	99,6	1,958	0,048	–	0,021	0,973	0,976
6	55,02	40,93	–	2,85	0,71	99,5	1,956	0,056	–	0,017	0,970	0,972
7	55,02	40,82	–	2,82	0,85	99,5	1,956	0,056	–	0,021	0,968	0,972
8	54,83	41,06	–	2,76	0,78	99,4	1,952	0,055	–	0,019	0,974	0,973
9	55,45	42,77	–	3,09	0,80	102,1	1,929	0,060	–	0,019	0,992	0,970
10	55,33	42,54	–	3,00	0,83	101,7	1,932	0,058	–	0,020	0,990	0,971
11	55,17	42,71	–	3,14	0,81	101,8	1,926	0,061	–	0,019	0,994	0,969
12	55,08	42,60	–	3,02	0,80	101,5	1,928	0,059	–	0,019	0,994	0,970
13	54,62	42,11	0,12	4,63	0,25	101,7	1,916	0,090	0,002	0,006	0,985	0,955
14	53,75	42,11	0,18	5,09	0,24	101,4	1,899	0,100	0,004	0,006	0,992	0,950
15	53,55	41,98	0,66	6,11	0,15	102,4	1,881	0,119	0,013	0,004	0,983	0,940
16	54,62	42,13	0,34	4,20	0,00	101,3	1,923	0,082	0,007	0,000	0,989	0,959
17	54,75	41,70	0,21	4,51	0,31	101,5	1,924	0,088	0,004	0,007	0,977	0,956
18	53,83	41,89	0,22	5,59	0,00	101,5	1,900	0,110	0,004	0,000	0,986	0,945
19	55,10	41,34	0,25	4,15	0,20	101,0	1,939	0,081	0,005	0,005	0,970	0,960
20	54,60	41,91	0,23	3,66	0,20	100,6	1,931	0,072	0,005	0,005	0,988	0,964
21	54,12	41,66	0,32	5,21	0,00	101,3	1,911	0,102	0,006	0,000	0,981	0,949
22	53,27	41,23	0,56	5,22	0,18	100,4	1,900	0,103	0,011	0,004	0,981	0,948
23	52,63	41,14	0,35	6,51	0,20	100,8	1,880	0,129	0,007	0,005	0,979	0,936
24	53,73	40,95	0,23	4,04	0,38	99,3	1,927	0,080	0,005	0,009	0,979	0,960
25	53,32	41,21	0,25	3,93	0,29	99,0	1,920	0,079	0,005	0,007	0,989	0,961
26	53,13	40,91	0,21	4,20	0,28	98,7	1,919	0,084	0,004	0,007	0,985	0,958
27	53,12	40,86	0,22	4,54	0,18	98,9	1,917	0,091	0,004	0,004	0,983	0,955
28	53,38	40,82	0,17	4,10	0,22	98,7	1,927	0,082	0,003	0,005	0,982	0,959
29	52,07	40,65	0,54	5,98	0,00	99,2	1,887	0,120	0,011	0,000	0,982	0,940
30	53,20	40,37	0,13	4,24	0,19	98,1	1,930	0,086	0,003	0,005	0,977	0,958
31	51,53	40,37	0,19	6,58	0,34	99,0	1,875	0,133	0,004	0,009	0,979	0,934

Табл. 2. Химический состав оливина. 1–14 – хромититы, 15–31 – вмещающие ультрамафиты. Объекты: Северо-Западное (1–4), Буслаева Гора (5–12), Северо-Песчанское (13–14)

восстановленными значениями в некоторых образцах гарцбургитов (-1 … -3.2 $\Delta\log fO_2$(FMQ)) и неизменно положительными значениями в хромититах (+1 … +2.55 $\Delta\log fO_2$(FMQ)).

Полученные данные о температурах обобщены на гистограмме (рис. 6г), они свидетельствуют о наличии двух пиков – в области 550 и 700–750°С, что значительно ниже солидуса ультрамафитов и хромититов. По-видимому, наиболее высокие значения фиксируют завершение субсолидусных реакций в массивах на уровне верхней мантии, а низкотемпературный пик соответствует переуравновешиванию минералов в ходе коровых метаморфических преобразований.

Акцессорная минерализация хромититов довольно разнообразна (рис. 7). Помимо минералов группы серпентина и хлорита, в виде включений в рудных зернах и в интерстициях установлены различные сульфиды, арсениды, интерметаллиды, перовскит. Наиболее распространены сульфиды Ni, Fe, Co – хизлевудит (Ni_3S_2), пентландит ($(Ni,Fe)_9S_8$), Co-содержащий пентландит ($(Ni,Fe,Co)_9S_8$), встречено одно зерно никелина (NiAs) (табл. 3). Минералы платиноидов представлены интерметаллидами состава (Ir,Pt,Ni,Cu), иридосмином (Os,Ir), лауритом (RuS_2) с примесями осмия и иридия, а также сульфоарсенидами составов (Rh,Ir,Ni)AsS, (Ni,Ir)AsS и ирарситом (Ir,Rh,Ru)AsS (табл. 4).

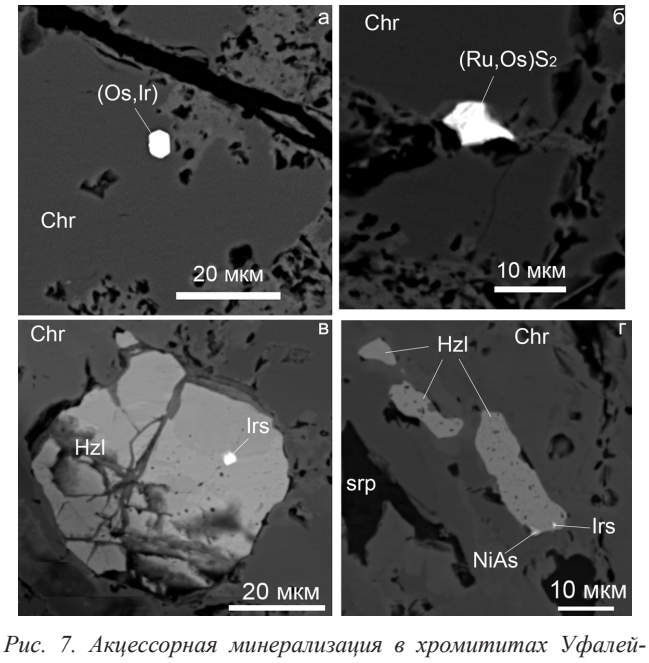


Рис. 7. Акцессорная минерализация в хромититах Уфалейского массива. а – иридистый осмий в хромите, б – лаурит в трещине хромита, в – включение ирарсита в хизлевудите, г – тонкие выделения ирарсита и никелина в хизлевудите, включенном в зерно хромита; а–в – месторождение Буслаева Гора, г – Южно-Песчанское месторождение; Chr – хромшпинелид, Hzl – хизлевудит, Irs – ирарсит, srp – серпентин

№ п/п	Массовые %						Коэффициенты формул				
	S	Fe	Co	Ni	As	Сумма	S	Fe	Co	Ni	As
1	43,83	0,36	–	55,57	–	99,76	4,000	0,019	–	2,765	–
2	1,72	1,36	–	47,93	48,99	100,0	0,076	0,034	–	1,155	0,924
3	34,33	26,64	9,4	31,38	–	101,75	8,000	3,547	1,188	3,986	–
4	34,31	28,01	4,88	33,91	–	101,1	8,000	3,732	0,617	4,310	–
5	34,22	30,54	3,85	33,67	–	102,29	8,000	4,080	0,488	4,291	–
6	34,21	26,3	10,58	30,98	–	102,08	8,000	3,514	1,342	3,949	–
7	33,84	28,9	6,56	31,08	–	100,38	8,000	3,904	0,841	4,005	–
8	33,78	26,11	9,6	30,98	–	100,47	8,000	3,533	1,233	4,000	–
9	35,28	1,06	–	63,87	–	100,21	1,000	0,017	–	0,987	–
10	35,14	2,27	–	64,16	–	105,08	1,000	0,037	–	0,995	–
11	34,99	–	–	66,61	–	101,6	1,000	0,000	–	1,038	–
12	34,57	0,9	–	64,53	–	100,0	1,000	0,015	–	1,018	–
13	34,2	0,44	–	66,09	–	100,73	1,000	0,007	–	1,053	–
14	33,91	0,25	–	67,02	–	101,18	1,000	0,004	–	1,077	–
15	33,83	–	–	66,17	–	100,0	1,000	–	–	1,066	–
16	33,7	–	–	67,42	–	101,12	1,000	–	–	1,091	–
17	28,04	–	–	70,45	–	100,0	2,000	–	–	2,739	–
18	27,92	–	–	73,55	–	101,47	2,000	–	–	2,872	–
19	27,84	0,17	–	73,5	–	101,51	2,000	0,007	–	2,878	–
20	27,81	0,45	–	72,79	–	101,05	2,000	0,018	–	2,854	–
21	27,8	2,83	–	70,96	–	101,59	2,000	0,116	–	2,783	–
22	27,73	0,44	–	70,13	–	100,0	2,000	0,018	–	2,757	–
23	27,64	0,27	–	72,94	–	100,84	2,000	0,011	–	2,877	–
24	27,6	2,75	–	70,87	–	101,22	2,000	0,114	–	2,800	–
25	27,45	2,48	–	71,58	–	101,5	2,000	0,103	–	2,843	–
26	27,38	0,77	–	69,3	–	100,0	2,000	0,032	–	2,760	–
27	26,96	1,39	–	68,62	0,69	100,0	2,000	0,059	–	2,775	0,022

Табл. 3. Химический состав сульфидов и арсенидов основных металлов. 1 – полидимит, 2 – никелин, 3–8 – кобальт-содержащий пентландит, 9–16 – миллерит, 17–27 – хизлевудит. Объекты: Буслаева гора (1, 9, 12, 17, 22), Северо-Песчанское (3–8, 11, 13, 14, 16, 18–21, 23–25), Южно-Песчанское (2, 26), Северное-2 (15), Северо-Западное (27), Волчьегорское (10)

Обсуждение результатов

Проведенные исследования и обобщение материалов поисковых и разведочных работ, неоднократно проводившихся на массиве, позволяют обсудить основные черты формирования ультрамафитов и связанного с ними хромитового оруденения. В первую очередь, обращает на себя внимание обилие на массиве полосовидных в плане включений вмещающих пород, разбивающих его на серию удлиненных в меридиональном направлении блоков. В частности, восточнее Северо-Западного месторождения среди серпентинитов картируется довольно широкая полоса кварц-хлорит-актинолитовых и углеродисто-кремнистых сланцев с падением сланцеватости на восток: западный контакт под углом 35–50°, восточный – под углом 50–70°, то есть включения имеют клиновидную форму в разрезе.

Формирование подобной структуры массива обусловлено поздними тектоническими процессами и происходило в условиях сжатия в коллизионной обстановке. В результате единый массив ультрамафитов был расчленен на пакет пластин, чередующихся с клиньями окружающих пород. По данным В.Н. Зиновьева (2006), для участка Северо-Западного месторождения характерны устойчивый состав вмещающего и надрудного комплекса пород, частые нарушения сплошности и перерывы в оруденении, четкообразное и цепочечное залегание рудных тел, многочисленные малоамплитудные нарушения сбросово-сдвигового типа. Подобная картина характерна для большей части месторождений Уфалейского района.

На месторождении Волчьегорское картируется мощная зона бедновкрапленного оруденения в дунитах (ширина около 50 м), здесь редко встречаются густовкрапленные и массивные хромититы. Севернее, в пределах Песчанского рудного узла текстурные характеристики руд существенно изменяются. Здесь наибольшим распространением пользуются густовкрапленные и массивные хромититы среднезернистой структуры, полосчатость и струйчатость почти не проявлены, реже отмечается присутствие крупнозернистых слабосцементированных хромититов. В северной части рудного узла отмечается наибольших контраст в текстурно-структурных типах руд: наряду с обычными для других месторождений густовкрапленными и массивными среднезернистыми рудами, встречаются как пегматоидные густовкрапленные, так и редковкрапленные струйчатые и равномерновкрапленные хромиты.

Контакты богатых руд с вмещающими породами резкие. Породы и руды, как правило, разлинзованы, вблизи рудных тел развита оторочка апосерпентинитовых милонитов. Для рудных тел характерна линзовидная форма, приближающаяся в сечениях к эллипсоидальной, сильная изменчивость морфометрических параметров (длина, ширина, мощность), пологое залегание с падением в восточном направлении. Рудные тела располагаются группами внутри рудоносных зон, часто характерно их кулисообразное взаимное расположение. Для бедных руд характерна большая мощность, относительная выдержанность залегания и уплощенная форма тел. Есть все основания полагать, что тела богатых руд возникли на месте

№ п/п	S	Fe	Ni	Cu	As	Ru	Rh	Sb	Os	Ir	Pt	Сумма	S	Fe	Ni	Cu	As	Ru	Rh	Sb	Os	Ir	Pt
1	2,95	6,85	4,12	4,82	–	–	–	–	0	67,24	14,02	100	0,118	0,156	0,090	0,097	–	–	–	–	–	0,447	0,092
2	2,58	6,65	3,88	5,09	–	–	–	–	2,94	64,36	14,51	100,01	0,105	0,154	0,086	0,104	–	–	–	–	0,020	0,435	0,097
3	–	0,97	–	–	–	–	–	–	52,44	46,59	–	100	–	0,032	–	–	–	–	–	–	0,515	0,453	–
4	–	0	–	–	–	–	–	–	53,49	46,51	–	100	–	–	–	–	–	–	–	–	0,538	0,462	–
5	–	0,88	–	–	–	–	–	–	53,51	45,61	–	100	–	0,029	–	–	–	–	–	–	0,527	0,444	–
6	38,03	0,61	–	–	0,59	59,68	–	–	–	1,09	–	100	1,977	0,018	–	–	0,013	0,983	–	–	0,000	0,009	–
7	31,57	3,63	1,05	–	–	61,04	–	–	1,46	1,26	–	100,01	1,753	0,115	0,032	–	–	1,074	–	–	0,014	0,012	–
8	15,53	0,83	–	–	35,22	0	45,09	3,32	–	–	–	99,99	1,015	0,031	–	–	0,982	–	0,915	0,057	–	–	–
9	14,18	2,82	2,39	–	31,58	0	43,2	3,66	–	–	2,16	99,99	0,939	0,107	0,086	–	0,892	–	0,889	0,064	–	–	0,023
10	13,51	0,92	0,9	–	29,91	1,93	28,13	1,98	–	21,08	1,64	100	0,990	0,039	0,036	–	0,935	0,045	0,640	0,038	–	0,257	0,020
11	15,26	0,89	0,43	–	26,34	5,71	2,62	–	–	48,75	–	100	1,205	0,040	0,019	–	0,887	0,143	0,064	–	–	0,642	–
12	12,78	–	5,06	–	23,37	2,68	9,33	4,65	–	40,28	1,86	100,01	1,022	–	0,221	–	0,798	0,068	0,232	0,098	–	0,537	0,024
13	15,23	–	10,09	–	23,28	2,12	13,31	3,04	–	29,41	2,98	99,46	1,097	–	0,396	–	0,715	0,048	0,298	0,058	–	0,353	0,035
14	15,03	–	10,6	–	21,27	1,67	9,58	3,51	–	36,25	2,08	99,99	1,108	–	0,426	–	0,669	0,039	0,219	0,068	–	0,445	0,025

Табл. 4. Химический состав минералов элементов платиновой группы. 1–5 – самородные (1, 2 – платинистый иридий, 3–5 – иридосмин), 6–7 – лаурит, 8–9 – фаза RhAsS, 10 – фаза (Rh,Ir)AsS, 11–14 – родийсодержащий ирарсит. Объекты: Южно-Песчанское (1, 2, 7), Буслаева Гора (3–6, 8–14)

протяженных рудоносных зон, сложенных первоначально редко- и средневкрапленными хромитами с крутыми углами падения (на Волчьегорском – аз.пад.110°∠70°).

По мнению автора, все указанные особенности свидетельствуют о тесной взаимосвязи тектоники и оруденения. Можно предположить следующий сценарий формирования месторождений Уфалейского массива. Первично-мантийное оруденение в реститовом комплексе массива было представлено протяженными зонами вкрапленности в полосовидных (прерывисто-полосчатых) телах дунитов в дунит-гарцбургитовом комплексе, вероятно, тела характеризовались субвертикальным залеганием и субмеридиональным простиранием, согласным с общей структурой Уральского палеорифта. Подобное залегание рудных зон в дунитовых телах среди гарцбургитов типично для большинства слабометаморфизованных массивов как лерцолитового, так и гарцбургитового типа (Крака, Нурали, Хабарнинский, Ключевской и др.).

Механизм формирования новых порций хромшпинелидов при деформационно-индуцированном распаде пироксенов обоснован ранее в работах (Савельев и др., 2017; Saveliev et al., 2021), а локализация пластического течения с одновременной локализацией хромититовых сегрегаций хромита в дунитах – в работах (Савельев, Федосеев, 2019; Saveliev, 2021). Представленные выше минералого-геохимические данные по Уфалейским ультрамафитам и хромититам позволяют предполагать их реститово-реоморфическое происхождение.

Тектоническая ремобилизация корового этапа может значительно затушевать первичную структуру и ведет к перераспределению рудного вещества, а иногда и к изменению первичного химического состава руд. Наибольшие изменения морфологии локализованы в участках развития хризотиловых серпентинитов, которые, как правило, трассируют сдвиговые зоны различного масштаба.

В коровых условиях, в режиме «холодного» сжатия в коллизионной обстановке ультрамафитовый блок (Уфалейский массив) был выведен из «корневой зоны» образующегося складчатого пояса к месту современного залегания. В ходе данного процесса на наиболее крупном структурном уровне рассмотрения («уровень массива» – L=1–10 км) происходит хрупкая деформация, сопровождающаяся расчленением его на пакет пластин; на следующем уровне («уровень части массива», L=100–1000 м) также преобладает хрупкая деформация – первоначально единые зоны вкрапленных руд расчленяются на более мелкие блоки; на «уровне месторождений» (L=1–100 м) наряду с хрупкой деформацией меньшей амплитуды (разлинзование), происходит локальная концентрация вещества на более мелких уровнях рассмотрения («уровень агрегатов зерен и отдельных зерен», L=1 мм – 0,1 м).

Она обусловлена сильным контрастом механических свойств минералов, слагающих рудные тела: хромит имеет намного больший модуль упругости и почти нерастворим, в то время как серпентин, образующийся в процессе подъема ультрамафитов на месте оливина, – весьма податлив и обладает значительно большей растворимостью во флюидах. Таким образом, в условиях «корового сжатия» внутри рудных тел происходит как процесс «растворения под давлением» серпентина, так и «экструзия» более податливого материала (серпентина) из интерстиций между

более жесткими частицами (хромитом) в околорудное пространство.

Описанный сценарий хорошо иллюстрирует схема строения массива (рис. 8) с локализованной в его северной части сдвиговой зоной. Расположенные значительно южнее сдвиговой зоны хромитопроявления Волчьегорской группы практически не претерпели изменений, они сложены мелкозернистыми, полосчатыми редко- и средневкрапленными хромититами в дунитах. С приближением к сдвиговой зоне (к северу), происходят постепенные изменения в характере оруденения: 1) размер блоков, на которые разбиты рудные тела, постепенно сокращается (на юге 70–100 м, в центре – 50 м, в Родионовских до 5–10 м и вновь увеличивается в Песчанских), 2) морфология тел изменяется от таблитчатой (70x50x1 м) на юге к плоско-линзовидной (50x20x1.5 м) в центре и к линзовидной и гнездообразной (от 15x10x2 м до 1x1x1 м) на севере, 3) с юга на север увеличивается густота вкрапленности от полосчатой мелкозернистой редковкрапленной до густовкрапленной и массивной в центральной части. Характерна роль тел габброидов: они играют роль жестких ограничений, препятствий для развития сдвиговых зон. Именно «в тени» габбровых массивов сохраняются тела первичных хромитовых руд.

Химический состав рудных шпинелидов также претерпевает различные изменения в зависимости от типа серпентинизации массивов. При петельчатой серпентинизации он остается практически без изменений, при хризотилизации преобладает деформация, и образуется кайма из хромшпинелита и магнетита, антигоритизация ведет к превращению хромита в магнетит и к его растворению. Интенсивность изменения химизма шпинелидов обратно пропорциональна густоте его вкрапленности: легче всего замещаются акцессорные шпинелиды, наиболее устойчивы массивные руды.

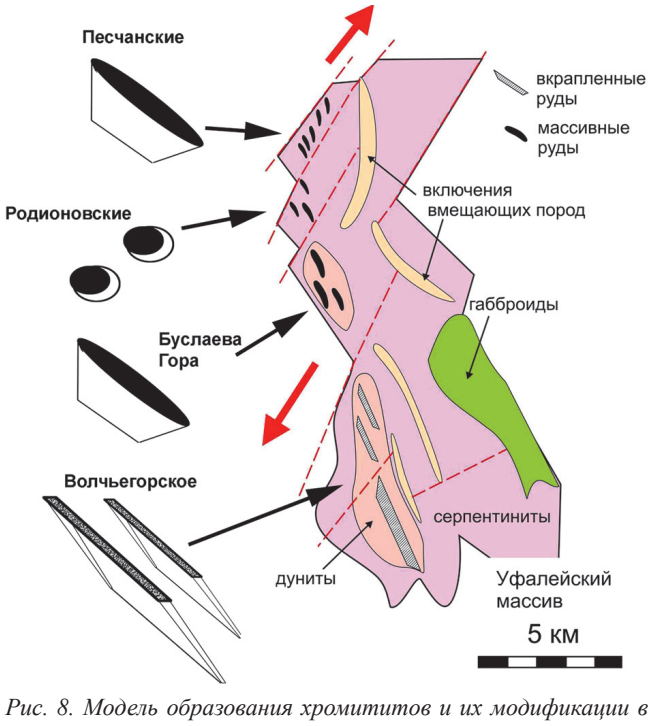


Рис. 8. Модель образования хромититов и их модификации в коровых условиях

Заключение

Первично-мантийное оруденение в реститовом комплексе массива было представлено протяженными зонами вкрапленности в полосовидных (прерывисто-полосчатых) телах дунитов в дунит-гарцбургитовом комплексе, вероятно, тела характеризовались субвертикальным залеганием и субмеридиональным простиранием, согласным с общей структурой Уральского палеорифта. Хромититовые тела были изначально сформированы в условиях верхней мантии по реоморфическому механизму, а затем произошла их структурно-геохимическая трансформация в коллизионной обстановке верхней части земной коры. Уплощенные тела вкрапленных хромититов сохранились вблизи компетентных блоков габброидов, тогда как другие залежи были превращены в линзовидные и подиформные тела густовкрапленных и массивных руд меньшего размера. Холодная тектоника корового этапа привела к дезинтеграции залежей и одновременному локальному обогащению будинированных тел хромититов.

Благодарности/Финансирование

Автор благодарит двух анонимных рецензентов за критическое обсуждение работы и замечания, которые позволили значительно улучшить текст.

Аналитические исследования и предпечатная подготовка статьи выполнены за счет гранта РНФ №22–17–00019. В экспедиционных работах принимали участие Е.А. Бажин, А.А. Малиновская, Р.Е. Николаев, которым автор хотел бы выразить признательность. Полевые исследования частично финансированы по теме Госзадания Минобрнауки РФ (№ FMRS-2022-0011).

Литература

Бажин Е.А., Савельев Д.Е., Сначёв В.И. (2010). Габбро-гипербазитовые комплексы зоны сочленения Магнитогорской и Тагильской мегазон: строение и условия формирования. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 244 с.

Бок И.И. (1927). Месторождения хромистого железняка в Верхне-Уфалейской даче. 77 с.

Зиновьев В.Н. (2006). Отчет о результатах поисковых и поисково-оценочных работ на хромиты в пределах Уфалейского и Каркодинского ультраосновных массивов за 1998–2004 гг. с подсчетом запасов по состоянию на 01.01.2004 г. и оценкой прогнозных ресурсов. Вишневогорск.

Кравченко Г.Г. (1969). Роль тектоники при кристаллизации хромитовых руд Кемпирсайского плутона. М: Наука, 232 с.

Красулин В.С. (1939). Отчет о геологической съемке Уфалейского хромитоносного района (Геологическая карта Урала, масштаб 1: 50 000. Планшеты N-41-133-А, Б, В, Г; N-41-1-Б; N-41-2-А). 280 с.

Павлов Н.В., Григорьева-Чупрынина И.И. (1973). Закономерности формирования хромитовых месторождений. М: Наука, 200 с.

Павлов Н.В., Кравченко Г.Г., Чупрынина И.И. (1968). Хромиты Кемпирсайского плутона. М: Наука, 178 с.

Парфёнов В. В. и др. (1989). Геологическое доизучение масштаба 1: 50000 Карабашской площади и общие поиски меди: Фонды УГУ, Свердловск, 280 с.

Реестр хромитопроявлений в альпинотипных ультрабазитах Урала (2000). Под. ред. Б.В. Перевозчикова. Пермь, 474 с.

Савельев Д.Е. (2018). Ультрамафитовые массивы Крака (Южный Урал): особенности строения и состава перидотит-дунит-хромититовых ассоциаций. Уфа: Башк. энцик., 304 с.

Савельев Д.Е., Пучков В.Н., Сергеев С.Н., Мусабиров И.И. (2017). О деформационно-индуцированном распаде энстатита в мантийных перидотитах и его значении для процессов частичного плавления и хромитообразования. *Доклады академии наук*, 276(2), с. 1-5.

Савельев Д.Е., Федосеев В.Б. (2019). Твёрдофазное перераспределение минеральных частиц в восходящем мантийном потоке как механизм концентрации хромита в офиолитовых ультрамафитах (на примере офиолитов Крака, Южный Урал). *Георесурсы*, 21(1), с. 31-46. https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.31-46

Чащухин И.С., Вотяков С.Л., Щапова Ю.В. (2007). Кристаллохимия хромшпинели и окситермобарометрия ультрамафитов складчатых областей. Екатеринбург: ИГиГ УрО РАН, 310 с.

Arai S., Miura M. (2016). Formation and modification of chromitites in the mantle. *Lithos*, 264, pp. 277-295. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2016.08.039

Ballhaus C. (1998). Origin of the podiform chromite deposits by magma mingling. *Earth and Planetary Science Letters*, 156, pp. 185-193. https://doi.org/10.1016/S0012-821X(98)00005-3

Borisova A.Y., Ceuleneer G., Kamenetsky V.S., Arai S., Béjina F., Abily B., Bindeman I.N., Polvé M., De Parseval P., Aigouy T., Pokrovski G.S. (2012). A new view on the petrogenesis of the Oman ophiolite chromitites from microanalyses of chromite-hosted inclusions. *Journal of Petrology*. 53, pp. 2411-2440. https://doi.org/10.1093/petrology/egs054

Cassard D., Nicolas A., Rabinowitch M., Moutte J., Leblanc M., Prinzhoffer A. (1981). Structural Classification of Chromite Pods in Southern New Caledonia. *Economic Geology*, 76, pp. 805-831. https://doi.org/10.2113/gsecongeo.76.4.805

Dickey J.S. (1975). A hypothesis of origin for podiform chromite deposits. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 39, pp. 1061-1075. https://doi.org/10.1016/0016-7037(75)90047-2

Gonzalez-Jimenez J.M., Griffin W.L., Proenza A., Gervilla F., O'Reilly S.Y., Akbulut M., Pearson N.J., Arai S. (2014). Chromitites in ophiolites: how, where, when, why? Part II. The crystallisation of chromitites. *Lithos*, 189, pp. 148–158. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.09.008

Hock M., Friedrich G. (1985) .Structural features of ophiolitic chromitites in the Zambales Range, Luzon, Philippines. *Mineralium Deposita*, 20, pp. 290–301. https://doi.org/10.1007/BF00204289

Johan Z., Martin R.F., Ettler V. (2017). Fluids are bound to be involved in the formation of ophiolitic chromite deposits. *European Journal of Mineralogy*, 29, pp. 543–555. https://doi.org/10.1127/ejm/2017/0029-2648

Lago B.L., Rabinowicz M., Nicolas A. (1982). Podiform chromite ore bodies: a genetic model. *Journal of Petrology*, 23, pp. 103–125. https://doi.org/10.1093/petrology/23.1.103

Leblanc M., Ceuleneer G. (1992). Chromite crystallization in a multicellular magma flow: evidence from a chromitite dike in the Oman ophiolite. *Lithos*, 27, pp. 231–257. https://doi.org/10.1016/0024-4937(91)90002-3

Matveev S., Ballhaus C. (2002). Role of water in the origin of podiform chromitite deposits. *Earth and Planetary Science Letters*, 203, pp. 235–243. DOI: 10.1016/S0012-821X(02)00860-9

Ono A. (1983). Fe-Mg partioning between spinel and olivine. Journal of Japanese Association of Mineralogy, *Petrology and Economic Geology,* 78, pp. 115–122. https://doi.org/10.2465/ganko1941.78.115

Roeder R.L., Campbell I.H., Jamieson H.E. (1979). A re-evaluation of the olivine-spinel geothermometer. *Contribution to Mineralogy and Petrology,* 68, pp. 325-334. https://doi.org/10.1007/BF00371554

Rost F. (1959). Probleme ultrabasischer Gesteine und ihrer Lagerstatten. Freiberger Forschungshefte. Berlin.

Saveliev D.E. (2021). Chromitites of the Kraka ophiolite (South Urals, Russia): geological, mineralogical and structural features. *Mineralium Deposita*. https://doi.org/10.1007/s00126-021-01044-5

Saveliev D.E., Shilovskikh V.V., Sergeev S.N., Kutyrev A.V. (2021). Chromian spinel neomineralisations and the microstructure of plastically deformed ophiolitic peridotites (Kraka massifs, Southern Urals, Russia). *Mineralogy and Petrology*. https://doi.org/10.1007/s00710-021-00748-w

Thayer T.P. (1964). Principal features and origin of podiform chromite deposits, and some observations on the Guleman-Soridag District, Turkey. *Economic Geology*, 59, pp. 1497–1524. https://doi.org/10.2113/gsecongeo.59.8.1497

Whitney Donna L., Evans Bernard W. (2010). Abbreviations for names of rock-forming minerals. *American Mineralogist*, 95(1), pp. 185–187. https://doi.org/10.2138/am.2010.3371

Zhou M-F., Robinson P.T., Malpas J., Li Z. (1996). Podiform Chromitites in the Luobusa Ophiolite (Southern Tibet): Implications for Melt-Rock Interaction and Chromite Segregation in the Upper Mantle. *Journal of Petrology*, 37, pp. 3–21. https://doi.org/10.1093/petrology/37.1.3

Сведения об авторе

Дмитрий Евгеньевич Савельев – доктор геол.-мин. наук, профессор Академии наук Республики Башкортостан

Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Статья поступила в редакцию 04.06.2022;
Принята к публикации 11.08.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Chromitite deposits of Ufaley ultramafic massif (South Urals)

D.E. Saveliev

Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences, Ufa, Russiam Federation

Abstract. Data on the morphology, composition, textural and structural features of chromite deposits of the Ufaley ultramafic massif are presented. The mineralogical and compositional features of the host ultramafic rocks allow us to interpret them as depleted restite from partial melting of mantle peridotites. Relatively wide variations in the composition of ore-forming chromian spinel grains (#Cr 0.6–0.8) and noticeable metamorphism of disseminated ores with replacement of chromite by Cr-magnetite are noted. It is assumed that chromitite bodies were initially formed under the conditions of the upper mantle by a rheomorphic mechanism, and then their structural and geochemical transformation took place in the collisional setting of the upper part of the crust. Flattened bodies of disseminated chromitites have been preserved near competent gabbroid blocks, while other deposits have been transformed into lenses and podiform bodies of densely disseminated and massive ores of smaller size. The "cold tectonics" of the crustal stage led to the disintegration of deposits and the simultaneous local enrichment of deformed chromitite bodies.

Keywords: chromitite, ultramafic rocks, ophiolite, Ufaley massif, South Urals

Acknowledgements

The author would like to thank anonymous reviewers for critical discussions of the work and comments, which made it possible to significantly improve the text.

Analytical research and prepress preparation of the article were supported by the Russian Science Foundation grant No. 22-17-00019. E.A. Bazhin, A.A. Malinovskaya, R.E. Nikolaev, to whom the author would like to express his gratitude, took part in the field studies. Field research was partially funded by the State Assignment of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation (No. FMRS-2022-0011).

Recommended citation: Saveliev D.E. (2022). Chromitite deposits of Ufaley ultramafic massif (South Urals). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 197–209. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.17

References

Arai S., Miura M. (2016). Formation and modification of chromitites in the mantle. *Lithos*, 264, pp. 277-295. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2016.08.039

Ballhaus C. (1998). Origin of the podiform chromite deposits by magma mingling. *Earth and Planetary Science Letters*, 156, pp. 185-193. https://doi.org/10.1016/S0012-821X(98)00005-3

Bazhin E.A., Saveliev D.E., Snachev V.I. (2010). Gabbro-gyperbasite complexes of junction area of Magnitogorsk and Tagil megazones: structure and formation conditions. Ufa: DizaynPoligrafServis, 244 p. (In Russ.)

Bok I.I. (1927). Deposits of chromium iron ore in Verkhne-Ufaleyskaya dacha. 77 p. (In Russ.)

Borisova A.Y., Ceuleneer G., Kamenetsky V.S., Arai S., Béjina F., Abily B., Bindeman I.N., Polvé M., De Parseval P., Aigouy T., Pokrovski G.S. (2012). A new view on the petrogenesis of the Oman ophiolite chromitites from microanalyses of chromite-hosted inclusions. *Journal of Petrology*, 53, pp. 2411-2440. https://doi.org/10.1093/petrology/egs054

Cassard D., Nicolas A., Rabinowitch M., Moutte J., Leblanc M., Prinzhoffer A. (1981). Structural Classification of Chromite Pods in Southern New Caledonia. *Economic Geology*, 76, pp. 805-831. https://doi.org/10.2113/gsecongeo.76.4.805

Chaschukhin I.S., Votyakov S.L., Schapova Yu.V. (2007). Crystal chemistry of Cr-spinel and oxythermobarometry of ultramafic rocks of folded regions. Ekaterinburg: IGG UB RAS, 310 p. (In Russ.)

Dickey J.S. (1975). A hypothesis of origin for podiform chromite deposits. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 39, pp. 1061-1075. https://doi.org/10.1016/0016-7037(75)90047-2

Gonzalez-Jimenez J.M., Griffin W.L., Proenza A., Gervilla F., O'Reilly S.Y., Akbulut M., Pearson N.J., Arai S. (2014). Chromitites in ophiolites: how, where, when, why? Part II. The crystallisation of chromitites. *Lithos*, 189, pp. 148-158. https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.09.008

Hock M., Friedrich G. (1985) .Structural features of ophiolitic chromitites in the Zambales Range, Luzon, Philippines. *Mineralium Deposita*, 20, pp. 290-301. https://doi.org/10.1007/BF00204289

Johan Z., Martin R.F., Ettler V. (2017). Fluids are bound to be involved in the formation of ophiolitic chromite deposits. *European Journal of Mineralogy*, 29, pp. 543-555. https://doi.org/10.1127/ejm/2017/0029-2648

Krasulin V.S. (1939). Report on the geological survey of the Ufaley chromite-bearing region (Geological map of the Urals, scale 1: 50,000. Tablets N-41-133-A, B, C, D; N-41-1-B; N-41-2-A). 280 p., No. 07927. (In Russ.)

Kravchenko G.G. (1969). The role of tectonics in the crystallization of chromite ores of the Kempirsay pluton. Moscow: Nauka, 232 p. (In Russ.)

Lago B.L., Rabinowicz M., Nicolas A. (1982). Podiform chromite ore bodies: a genetic model. *Journal of Petrology*, 23, pp. 103-125. https://doi.org/10.1093/petrology/23.1.103

Leblanc M., Ceuleneer G. (1992). Chromite crystallization in a multicellular magma flow: evidence from a chromitite dike in the Oman ophiolite. *Lithos*, 27, pp. 231-257. https://doi.org/10.1016/0024-4937(91)90002-3

Matveev S., Ballhaus C. (2002). Role of water in the origin of podiform chromitite deposits. *Earth and Planetary Science Letters*, 203, pp. 235-243. DOI: 10.1016/S0012-821X(02)00860-9

Ono A. (1983). Fe-Mg partioning between spinel and olivine. Journal of Japanese Association of Mineralogy, *Petrology and Economic Geology,* 78, pp. 115-122. https://doi.org/10.2465/ganko1941.78.115

Pavlov N.V., Grigoryeva-Chuprynina I.I. (1973). Regularities of the formation of chromite deposits. Moscow: Nauka, 200 p. (In Russ.)

Pavlov N.V., Kravchenko G.G., Chuprynina I.I. (1968). Chromites of Kempirsay pluton. Moscow: Nauka, 178 p. (In Russ.)

Register of chromite occurences in the alpine-type ultrabasites (2000). Ed. Perevozchikov B.V. Perm, 474 p. (In Russ.)

Roeder R.L., Campbell I.H., Jamieson H.E. (1979). A re-evaluation of the olivine-spinel geothermometer. *Contribution to Mineralogy and Petrology,* 68, pp. 325-334. https://doi.org/10.1007/BF00371554

Rost F. (1959). Probleme ultrabasischer Gesteine und ihrer Lagerstatten. Freiberger Forschungshefte. Berlin.

Saveliev D.E. (2018). Ultramafic massifs of Kraka (South Urals): structural and compositional features of peridotite-dunite-chromitite associations. Ufa: Bash. encyclopediya, 304 p. (In Russ.)

Saveliev D.E. (2021). Chromitites of the Kraka ophiolite (South Urals, Russia): geological, mineralogical and structural features. *Mineralium Deposita*. https://doi.org/10.1007/s00126-021-01044-5

Saveliev D.E., Fedoseev V.B. (2019). Solid-state redistribution of mineral particles in the upwelling mantle flow as a mechanism of chromite concentration in the ophiolite ultramafic rocks (by the example of Kraka ophiolite, the Southern Urals). *Georesursy = Georesources,* 21(1), pp. 31-46. https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.31-46

Saveliev D.E., Puchkov V.N., Sergeev S.N., Musabirov I.I. (2017). Deformation-induced decomposition of enstatite in mantle peridotite and its role in partial melting and chromite ore formation. *Doklady Earth Sciences*, 476(1), pp. 1058-1061. DOI: 10.1134/S1028334X17090161

Saveliev D.E., Shilovskikh V.V., Sergeev S.N., Kutyrev A.V. (2021). Chromian spinel neomineralisations and the microstructure of plastically deformed ophiolitic peridotites (Kraka massifs, Southern Urals, Russia). *Mineralogy and Petrology*. https://doi.org/10.1007/s00710-021-00748-w

Thayer T.P. (1964). Principal features and origin of podiform chromite deposits, and some observations on the Guleman-Soridag District, Turkey. *Economic Geology*, 59, pp. 1497-1524. https://doi.org/10.2113/gsecongeo.59.8.1497

Whitney Donna L., Evans Bernard W. (2010). Abbreviations for names of rock-forming minerals. *American Mineralogist*, 95(1), pp. 185-187. https://doi.org/10.2138/am.2010.3371

Zhou M-F., Robinson P.T., Malpas J., Li Z. (1996). Podiform Chromitites in the Luobusa Ophiolite (Southern Tibet): Implications for Melt-Rock Interaction and Chromite Segregation in the Upper Mantle. *Journal of Petrology*, 37, pp. 3-21. https://doi.org/10.1093/petrology/37.1.3

Zinov'ev V.N. (2006). Report on the results of exploration and prospecting work for chromites within the Ufalei and Karkoda ultrabasic massifs for 1998–2004 with a calculation of reserves as of 01.01.2004 and an estimate of forecast resources. Vishnevogorsk. (In Russ.)

About the Author

Dmitry E. Saveliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences

16/2, K.Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Manuscript received 4 June 2022;
Accepted 11 August 2022;
Published 30 September 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.18 УДК 504.064

Влияние углеродных сорбентов на потенциальную способность почв к самоочищению от нефтяного загрязнения

Е.В. Смирнова[*]*, Р.В. Окунев, К.Г. Гиниятуллин*
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В лабораторном эксперименте изучали способность почв к самоочищению при сильном нефтяном загрязнении и влияние на данный процесс биоуглей и шунгитов. Инкубирование почв, загрязненных нефтью, без добавления сорбентов при постоянной оптимальной влажности и температуре в течение 28 суток обеспечило снижение остаточного содержания нефтепродуктов (НП) лишь на 8%. Добавление биоугля и шунгита в дозе 2,5% позволило снизить содержание НП при постоянных условиях инкубации до 48,8% и 38%, соответственно. Показано, что проведение инкубации нефтезагрязненных почв в режиме переменной влажности и температуры без добавления сорбентов позволяет снизить остаточное содержание НП за 28 дней эксперимента на 32%. В процессе исследования отработаны методы определения субстрат-индуцированного дыхания (СИД) в различных режимах инкубации. Сильное загрязнение почвы нефтью привело к существенному уменьшению в начальный период интенсивности СИД с 12,8 C-CO_2 мкг/г ч до 8,6 C-CO_2 мкг/г ч, которое нормализовалось на 14-й день проведения опыта. Показано, что внесение биуглей (в меньшей степени шунгитов) в почву, загрязненную нефтью, обеспечивает поддержание СИД на необходимом уровне и увеличивает потенциальную способность почв к самоочищению. В работе обсуждаются возможности увеличения потенциальной способности почв к самоочищению при сильном загрязнении нефтью и НП.

Ключевые слова: загрязнение почв нефтью, биоугль, шунгиты, способность почв к самоочищению

Для цитирования: Смирнова Е.В., Окунев Р.В., Гиниятуллин К.Г. (2022). Влияние углеродных сорбентов на потенциальную способность почв к самоочищению от нефтяного загрязнения. *Георесурсы*, 24(3), с. 210–218. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.18

Введение

Загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами (НП) является важной проблемой, особенно для нефтедобывающих стран с развитой инфраструктурой для ее переработки (Xu et al., 2018). Интенсификация изучения влияния нефтепродуктов на свойство почв пришлась на 80–90-е гг. (Гилязов, 1980; Киреева, Галимзянова, 1995). Из-за масштабности и разнообразия способов негативного влияния на почвы, проблему загрязнения этими поллютантами можно считать одной из основных в современном мире (Mambwe et al., 2021). Поэтому начиная с конца прошлого и по настоящее время, большое количество исследований было направлено на поиск приемов восстановления экологического состояния и плодородия нефтезагрязненных почв, а также снижения последствий воздействия НП на сопредельные среды (Глазовская, Пиковский, 1980; Ahmad et al., 2020; Zhang et al., 2020). Наиболее широко для этих целей применяются методы химической, фотохимической, фито- и биоремедиации (Sharma, Rehman, 2009; Mambwe et al., 2021). При биоремедиации нефть и НП разлагаются микроорганизмами с помощью ферментативных реакций преимущественно с образованием углекислого газа и водорастворимых соединений (Atlas et al., 2015). В отличие от других способов ремедиации, процесс биодеградации зарекомендовал себя как эффективный и в то же время наиболее экологичный способ борьбы с нефтяными загрязнениями из-за слабого негативного влияния вторичных продуктов разложения нефти на окружающую среду (Исмаилов, 1988; Ahmad et al., 2020). При биоремедиации используют отдельные виды специальных нефтеразлагающих микроорганизмов или их консорциумы, а так же различные способы стимуляции местных микробных сообществ для усиления способности почв к самоочищению. Комплексное применение различных средств восстановления загрязненных нефтью почв является обычно более эффективным, особенно при сильном загрязнении тяжелой нефтью сложного состава (Malykhina et al., 2016).

Эффективность методов биоремедиации и усиления самоочищения нефтезагрязненных почв широко изучается в лабораторных инкубационных экспериментах в строго контролируемых условиях. Поскольку деятельность микроорганизмов при проведении подобных исследований считается основным изучаемым фактором, в большинстве лабораторных опытов создаются наиболее благоприятные для них условия жизни: оптимальная постоянная влажность (50–70% от полной влагоемкости), постоянная температура (20–25ºС), достаточная аэрация и др. (Ananyeva et al., 1993; Smirnova et al., 2016). Оптимальные условия питания микроорганизмов обеспечиваются внесением минеральных и органических добавок (Qin et al., 2013; Lacalle et al., 2020). Все это в совокупности позволяет в обозримые сроки (от десятков дней до нескольких месяцев) добиться существенного снижения содержания

[*] Ответственный автор: Елена Васильевна Смирнова
e-mail: elenavsmirnova@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

нефтепродуктов до 60–95% от исходного уровня загрязнения (Zhang et al., 2020; Mambwe et al., 2021). Однако необходимо учитывать, что полученные в инкубационных экспериментах результаты зачастую оказываются несопоставимыми с реальными почвенными процессами (Head et al., 2006), поэтому продуктивным может быть проведение инкубационных опытов, как минимум, в условиях переменного увлажнения и суточного тренда температур, что в некоторой степени может позволить получить данные, приближенные к реальным объектам загрязнения.

Несмотря на высокий потенциал использования специфических сообществ нефтеразлагающих микроорганизмов, их применение требует существенных экономических затрат и может оказаться малоэффективным в определенных почвенных и климатических условиях, поэтому методы ориентированные на усиление потенциальной способности почв к самоочищению остаются в высокой степени востребованными. Активно развивающимся направлением усиления данной способности почв является применение специальных сорбентов, снижающих токсичность НП для почвенных микроорганизмов и растений. Одним из перспективных сорбентов, используемых в последнее время для очистки почв от нефти и НП как самостоятельного компонента, так и в качестве носителя нефтеразлагающих микроорганизмов является активированный уголь (Zhang et al., 2016; Zhuravleva et al., 2018). Но поскольку активированные угли, даже получаемые при переработке дешевых растительных остатков, остаются весьма дорогим коммерческим продуктом, в результате проявляется интерес к использованию их более дешевых, но не менее эффективных аналогов – диспергированных шунгитов и биоуглей (Qin et al., 2013; Yelikbayev et al., 2017; Jurgelāne, Ločs, 2021).

Горные породы, шунгиты, содержат скрытокристаллический аморфный углерод (Козловский, 1991), т.н. шунгитовое вещество. Их происхождение и процессы формирования остаются неясными и в большей степени дискуссионными (Березкин, 2005; Дейнес, Первунина, 2019). Они характеризуются уникальным составом, структурой и свойствами (Kwiecińska et al., 2007; Yadykina et al., 2020), которые определяют широкий спектр их возможного практического применения (Solov'eva et al., 1999). Диспергированные шунгиты обладают хорошими адсорбционными свойствами по отношению к различным органическим полютантам и тяжелым металлам и широко используются как эффективные и универсальные сорбенты (Sineva et al., 2007; Петухова, Кулькова, 2021), в том числе для очистки и ускорения биоремидиации нефтезагрязненных почв (Yelikbayev et al., 2017). Перспективу их использования в качестве мелиорантов для очистки почв от нефти, связывают с тем, что они являются одновременно эффективными сорбентами токсикантов и углегуминовыми удобрениями (Мусина, Васичкин, 2014).

Последнее также справедливо для биоуглей – дешевых неактивированных продуктов пиролиза растительных материалов, прежде всего отходов растениеводства и деревообрабатывающего производства, проводимого без строгого контроля режимов термической обработки (Lehmann, Joseph, 2009). Биоугли имеют развитую удельную амфифильную поверхность и, соответственно, высокую адсорбционную активность по отношению к неорганическим и органическим загрязнителям различной природы (Valeeva et al., 2015; Bilias et al., 2021), что может обеспечить высокую степень детоксикации нефтезагрязненных почв при их внесении (Qin et al., 2013; Zhang et al., 2016; Zahed et al., 2021). В тоже время биоугли содержат подвижное легкоразлагаемое органическое вещество (Smirnova et al, 2018; Okunev et al., 2019), улучшают агрофизические и агрохимические свойства почв (Kloss et al., 2014), что также может стимулировать работу почвенных и, вносимых с препаратами, нефтеразлагающих микроорганизмов.

Цель работы состояла в том, чтобы изучить в лабораторном инкубационном эксперименте влияние природных и природоподобных углеродных сорбентов (диспергированных шунгитов и биоуглей) на потенциальную способность естественного самоочищения почв от сильного нефтяного загрязнения.

Материалы и методы исследования

Объекты исследования

В опыте использовалась серая лесная почва, горизонт А1, отобранный с глубины 5–20 см под пологом широколиственного леса. Химические и физические характеристики почвы представлены в таблице 1.

Свойства почвы	Значения
Гумус, %	6,52
$N_2O_{валовый}$, %	0,48
$P_2O_{5валовый}$, %	0,23
Содержание частиц размером <0,01мм, %	56,8
$pH_{водн}$	5,7
Объемная масса, г/см^3	0,86
Полевая влажность, %	24,9
Предельная полевая влагоемкость (ППВ), %	42,3

Табл.1. Физические и химические свойства почвы

Использованный в инкубационном эксперименте материал горизонта А1 характеризуется высоким содержанием гумуса, макроэлементов, имеет удовлетворительные физические свойства. Отбор проб проводился в начале вегетационного периода, непосредственно перед постановкой лабораторного опыта. Исходная интенсивность субстрат-индуцированного дыхания (СИД) составляла 13,0_13,5 мкг $C\text{-}CO_2$ в на 1 г почвы в течение 1 ч, что в целом соответствует показателю для дерновых горизонтов серых лесных суглинистых почв (Ананьева и др., 1997). Почвенный материал должен был обеспечить высокий потенциал самовосстановления модельной смеси.

В качестве сорбентов использовали шунгит (коммерческие препараты диспергированных шунгитов из месторождений Карелии) и биоуголь, полученный из липы при температуре пиролиза 450ºС, со скоростью нагрева до режима температуры 10ºС/мин. Диспергированные механически препараты шунгита и биоугля пропускались через сито с диаметром 2 мм.

Постановка инкубационного опыта

Почву, после отбора корней, в состоянии исходной влажности пропускали через сито диаметром 2 мм, увлажняли до 60% от предельной полевой влагоемкости

(ППВ), добавляли сырую нефть (месторождение на юго-востоке Республики Татарстан) из расчета 25% на массу почвы. Смесь тщательно перемешивали и выдерживали в гидростате в течение суток.

Опыт по оценке самовосстановления почвы без применения сорбентов (почва+нефть) проводили в двух вариантах – при постоянной и переменной влажности и температуре. В первом случае (вариант 1) емкость с модельной смесью находилась в закрытом гидростате над дистиллированной водой, при температуре 25ºС, содержание влаги в смеси поддерживали на уровне 60% от ППВ на протяжении всего опыта, т.е. создавали постоянный водный и температурный режим, оптимальный для развития почвенных микроорганизмов.

Во втором случае (вариант 2) открытые емкости с модельной смесью выдерживались в свободно вентилируемом помещении, при суточной динамике температур (май-июнь), свободном испарении воды и, возможно, части легких фракций НП. Не допускалось снижения влажности модельной смеси ниже 30% от ППВ. Перед отбором проб восстанавливалась исходная влажность 60% от ППВ. Таким образом, при проведении эксперимента моделировалась динамика водного и температурного режимов, приближенная к природным условиям. Контрольный вариант – почва с влажностью 60% от ППВ, условия инкубации идентичны варианту 1.

Сорбенты – диспергированный биоугль (вариант 3) и шунгит (вариант 4) – вносили на 1 и 14 день инкубации в равных пропорциях, их количество составило 2,5% к массе доведенных до нужной влажности модельных смесей, которые выдерживались в закрытом гидростате над дистиллированной водой при температуре 25ºС. Исходная влажность смеси поддерживалась гравиметрически. Схема модельного эксперимента представлена в таблице 2.

Инкубация модельных смесей проводилась в течение 28 суток, при периодическом перемешивании. На 7, 14, 21 и 28-е сутки из смесей отбирали навески почвы для определения остаточного содержания НП и СИД.

Инструментальные методы исследования

Остаточное содержание НП определяли на ИК-Фурье спектрометре Spectrum two (Perkin Elmer, США) методом нарушенного полного внутреннего отражения по участку ИК-спектра 2930 $см^{-1}$ (Forrester et al., 2013), соответствующего вибрациям CH_2-связи в насыщенных углеводородах.

Активность микробных сообществ определяли по интенсивности СИД почвы по методике, описанной в работе (Smirnova et al., 2016). Определение CO_2 проводили на газовом хроматографе Clarus 580 (Perkin Elmer, США) с катарометром в качестве детектора. Величину интенсивности СИД выражали в мкг C-CO_2, выделяемой 1 г модельной смеси в течение 1 ч.

Опыты проводились в трехкратной повторности. Для статистической оценки результатов использовали однофакторный дисперсионный анализ (ANOVA). Достоверные различия (при $p<0,05$; $n=3$) между значениями показателей, определенными в процессе инкубации для каждого варианта опыта, обозначались разными буквами («a» – наибольшее значение показателя, «b» – значение показателя достоверно отличается от «a», c – значение показателя достоверно отличается от «a» и «b», и т.д.). Расчеты проводили в программе STATISTICA 8.0.

Результаты и их обсуждение

Оценка самовосстановления загрязненных нефтью почв без применения сорбентов

На рисунке 1 представлены результаты определения остаточного содержания НП в загрязненных почвах без добавления сорбентов. При инкубации при постоянной влажности и температуре (вариант 1) на 28-е сутки наблюдалось лишь незначительно снижение содержания НП, которое составило 23,1±0,4% (т.е. 92% от исходного значения). При инкубации при переменной влажности и температуре (вариант 2) закономерности изменения остаточного содержания НП отличались. Заметное снижение наблюдалось в течение первых 7 суток инкубации и составило 18,5±0,9%, затем процесс замедлялся, и на 28-е сутки количество НП составляло 16,8±0,7% (т.е. 68% от исходного содержания нефти в модельной смеси).

При постоянном режиме влажности и температуре и при отсутствии достаточного поступления кислорода, необходимого для функционирования большинства почвенных микроорганизмов, и, возможно, при отсутствии испарения легких фракций сырой нефти способность почвы к самоочищению в первый месяц после сильного загрязнения может быть оценена как низкая (8% от исходного содержания). В инкубационном эксперименте при переменной влажности и температуре, вероятно, обеспечивается более интенсивное удаление НП и усиление способности почвы к самоочищению, что приводит на 28

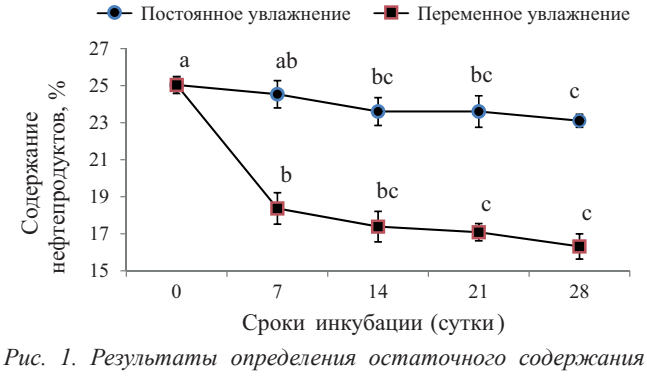


Рис. 1. Результаты определения остаточного содержания НП в инкубационном эксперименте при постоянном и переменном увлажнении почвы

Варианты опыта	Влажность	Температура	Условия инкубации
Контроль: Почва	Постоянная (60% от ППВ*)	25^0C	Гидростат, над дистиллированной водой
Вариант 1: Почва+Нефть	Постоянная (60% от ППВ)	25^0C	Гидростат, над дистиллированной водой
Вариант 2: Почва+Нефть	Переменная (30-60% от ППВ)	12-25^0C	Свободно вентилируемое помещение
Вариант 3: Почва+Нефть+Биоуголь	Постоянная (60% от ППВ)	25^0C	Гидростат, над дистиллированной водой
Вариант 4: Почва+Нефть+Шунгит	Постоянная (60% от ППВ)	25^0C	Гидростат, над дистиллированной водой

*Табл. 2. Схема проведения инкубационного эксперимента. *ППВ – предельная полевая влагоемкость*

сутки к уменьшению их остаточного содержания на 32% от исходного количества.

Данные о скорости самоочищения почв от нефти и продуктов ее переработки очень сильно различаются и оцениваются во временных рамках от нескольких недель до нескольких лет (Солнцева, 2001; Chaineau et al., 2003; Chen et al., 2015), поскольку разложение поллютанта зависит от большого количества факторов, в первую очередь, от свойств почвы и качественного состава углеводородов (Varjani, 2017; Xu et al., 2018). Известно, что разложение углеводородов (УВ) нефти (как алифатических, так и полиароматических) микроорганизмами включает окислительные реакции. Хотя механизмы действия специфичных оксигеназ при этом могут сильно отличаться, увеличение поступления кислорода является всегда условием, значительно усиливающим потенциал почв к самоочищению (Chaineau et al., 2003; Pineda-Flores et al., 2004; Qin et al., 2013). В незагрязненных почвах так же есть определенные классы устойчивых органических веществ (например, лигнин и лигниноподобные вещества), на разложение которых усиление окислительной обстановки влияет положительно (Kovalev, Kovaleva, 2008). Однако поддержание высокой постоянной оптимальной влажности и температуры почвы при сильном нефтяном загрязнении не являются главными факторами, обеспечивающими высокий потенциал разлагающей нефтепродукты почвенной микробиоты. Считается, что даже активный воздухообмен не позволяет эффективно восстанавливать почвы, загрязненные тяжелыми фракциями нефтепродуктов (Friend, 1996). Видимо, также весьма значительное влияние на результат самовосстановления оказывает тип нефтяного загрязнения, т.е. устойчивость к микробному разрушению.

Никакие отдельные почвенные или специальные бактерии не способны эффективно разлагать весь пул нефтяных углеводородных фракций, которые загрязняют почвы, поскольку большинство микроорганизмов могут эффективно разрушать и использовать только определенные углеводородные компоненты, а другие полностью (или практически полностью) им недоступны (Varjani, 2017). Считается, что как в естественной почве, так и в лабораторных экспериментах, насыщенные УВ разлагаются существенно сильнее, чем ароматические, тогда как смолы и асфальтены очень устойчивы к микробной атаке (Thouand et al., 1999; Chaillan et al., 2006; Xu et al., 2018). Более того, в определенных условиях может наблюдаться не только относительное накопление устойчивых фракций нефтяных УВ, но и прямое увеличение содержания ароматических соединений за счет биотрансформации алифатических (El-Sheekh, Hamouda, 2014). Как результат, битуминозные компоненты нефтей могут сохраняться в почвах в течение достаточно долгого времени, особенно в неблагоприятных для окислительной деструкции НП условиях (Солнцева, 2010). Например, в работе (Гордеев и др., 2014) было показано заметное накопление битуминозных (липидных) фракций НП вблизи объектов, которые могут потенциально приводить к систематическому загрязнению почвы.

Для оценки потенциала почв к самоочищению и влияния на него нефтяного загрязнения в различных условиях проведения инкубационного эксперимента оценивали микробную активность по показателю субстрат-индуцированного дыхания (СИД). Величина СИД (в отличие от показателя базального дыхания) позволяет оценить вклад не только активной, но и потенциально активной микрофлоры (Blagodatskaya, Kuzyakov, 2013) и эффективна при оценке микробной активности в условиях проведения инкубационного опыта (Kovalev et al., 2021). СИД отражает состояние всей почвенной биоты, которая может участвовать в деструкции разлагаемого органического вещества (ОВ), в том числе и нефтяных поллютантов, т.е. более надежно характеризует способность почвы к биоремедиации УВ и самоочищению. Результаты определения величины СИД представлены на рис. 2.

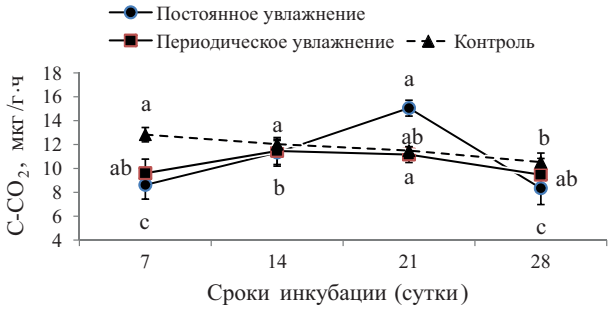


Рис. 2. Изменение интенсивности СИД нефтезагрязненных почв в процессе инкубации при постоянном и переменном увлажнении почвы и в контрольном варианте (без нефтяного загрязнения)

В контрольном варианте наблюдается закономерное постепенное снижение величины СИД, связанное, скорее всего, со снижением содержания в почве лабильного ОВ, активно разлагающегося в оптимальных для сапрофитных микроорганизмов условиях. Для нефтезагрязненных почв картина несколько другая. На 7-е сутки отмечается заметное снижение показателя интенсивности СИД в обоих вариантах опыта. На 14-е сутки величина СИД восстанавливается, а к 21-му дню наблюдается ее незначительное увеличение. Последнее, вероятно вызвано появлением более устойчивых к нефтяному загрязнению микроорганизмов и (или) снижением токсичности загрязняющих НП, что в совокупности приводит к увеличению потенциала почвы для самовосстановления. На 28-й день инкубации величины СИД в контроле и вариантах становятся примерно соизмеримыми.

Полученные результаты вполне ожидаемы, поскольку известно, что максимальная токсичность НП проявляется сразу после загрязнения. При высоком уровне содержания нефтяных УВ сильно подавляется рост бактерий, что приводит к низкой эффективности биодеградации и даже гибели микроорганизмов (Ma et al., 2015). В дальнейшем токсичность НП снижается по мере их биодеградации (Chaineau et al., 2003). Наибольшее негативное воздействие на микрофлору характерно для легких фракций нефти, проявляющееся особенно сильно на малоплодородных (песчаных) почвах (Labud et al., 2007), в то же время стабильные асфальтены, накапливающиеся в почвах, сравнительно малотоксичны для организмов разного таксономического уровня (Pineda-Flores et al., 2004). Также необходимо учитывать, что некоторые метаболические промежуточные продукты, образующиеся в результате разложения стабильных фракций, могут оказывать негативный эффект (Hou et al., 2018). Последнее

может объяснить некоторую неоднородность тренда изменения величины СИД в нефтезагрязненных почвах по сравнению с контролем.

Необходимо признать, что сильное загрязнение почв тяжелыми нефтями с высоким содержанием асфальтеновых фракций не может быть обеспечено только реализацией потенциала почв на самоочищение, даже при создании оптимальных условий для работы почвенной микрофлоры. Для увеличения способности почвы к самоочищению необходимо применение сорбентов и специальных приемов, обеспечивающих детоксикацию почв и создающих условия для эффективной работы почвенных нефтеразлагающих микроорганизмов, особенно на начальных этапах загрязнения.

Оценка самовосстановления нефтезагрязненных почв при применении углеродных сорбентов

На рисунке 3 представлены результаты определения остаточного содержания НП в течение инкубационного эксперимента, проводимого при постоянной влажности и температуре при добавлении углеродных сорбентов: биоугля (вариант 3) и шунгита (вариант 4). Изменения содержания остаточных количеств НП примерно одинаково для используемых сорбентов. После добавления первой порции сорбента на 7-е сутки наблюдается сильное снижение содержания НП (до 17,7±1,1 для биоугля, до 18,3±1,2% для шунгита). Затем процесс удаления НП несколько снижается, и даже наблюдается некоторое повышение их содержания, видимо, из-за десорбции части углеводородов из пористого пространства сорбентов. После добавления второй порции сорбентов (на 21-й день) также наблюдается сильное снижение содержания НП на 28-е сутки инкубации.

Конечное содержание остаточных НП составило: для биогуля – 12,8±0,9% (т.е. 51,2 % от исходного содержания), для шунгита – 15,5±0,7% (т.е. 62,0% от исходного содержания).

Для оценки влияния внесения углеродных сорбентов на потенциал самовосстановления почв при нефтяном загрязнении также определяли микробную активность по показателю СИД. Результаты представлены на рис. 4.

Изменение величины СИД в вариантах опыта заметно отличается. Добавление первой порции биоугля на 7-е сутки инкубации обеспечивает сохранение интенсивности СИД (11,2±2,1 C-CO_2 мкг/г·ч). Это несколько ниже СИД незагрязненных нефтью почв (12,8±0,6 C-CO_2 мкг/г·ч), но выше чем величина СИД нефтезагрязненной почвы (8,6±1,0 C-CO_2 мкг/г·ч). На 14 день инкубации интенсивность СИД несколько увеличивается, а затем на 21-е сутки уменьшается. После добавления следующей порции биоугля снова наблюдается увеличение значения СИД. Можно предположить, что добавление биоугля сразу после внесения нефти обеспечивает ее интоксикацию за счет сорбции легких наиболее токсичных фракций и вноса с биоуглем в модельные смеси легкоразлагающегося ОВ и доступных элементов питания. Внесение второй порции биоугля дает более слабый эффект, скорее всего, только за счет создания благоприятных условий для развития почвенных микрорганизмов.

Внесение шунгита в начале эксперимента приводит к заметному снижению величины СИД нефтезагрязненной почвы на 7-е сутки до 6,3±0,8 C-CO_2 мкг/г·ч. Значение несколько ниже, чем величина СИД нефтезагрязненной почвы без сорбентов (8,6±1,0 C-CO_2 мкг/г·ч). Негативное воздействие на микробиоту может объясняться антибактериальными свойствами шунгита, так как данный материал кроме сорбционных свойств может проявлять выраженную антибактериальную активность (Skrypnik et al., 2021; Jurgelāne, Ločs, 2021). Данное свойство шунгитов могло привести к кумулятивному снижению величины СИД в нефтезагрязненной почве. Однако негативный эффект проявляется только в короткие промежутки времени, а на 14-е сутки инкубации и в особенности на 21-й день, в варианте опыта с внесением шунгитового сорбента наблюдается сильное увеличение интенсивности СИД. Т.е. кратковременный негативный эффект полностью перекрывается положительным влиянием шунгитов на состояние нефтеразлагающей микрофлоры, что обеспечивает в конечном счете достаточно заметное снижение в модельной смеси остаточного содержания НП.

В целом применение биоугля и шунгита позволяет существенно увеличить потенциал самоочищения почвенного материала при постоянной влажности и температуре, однако остаточное количество НП в течение месяца инкубации остается выше ожидаемого. Например, в работе (Qin et al., 2013) при добавлении биоугля из рисовой соломы на 80-й день инкубации наблюдали снижение концентрации НП до уровня ниже порогового значения. В работе (Zhang et al., 2016) при применении биоуглей с ингибированными микроорганизмами снижение НП составляло 78,9% уже после 7-дневной инкубации.

Полученные результаты, видимо, связаны с наличием в используемой в опыте нефти тяжелых фракций, устойчивых к биоразложению. Для эффективной биоремидиации

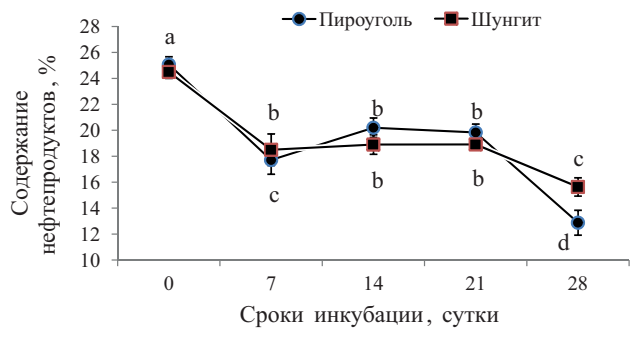


Рис. 3. Результаты определения остаточного содержания НП в почвах в течение инкубационного эксперимента при применении биоугля и шунгита

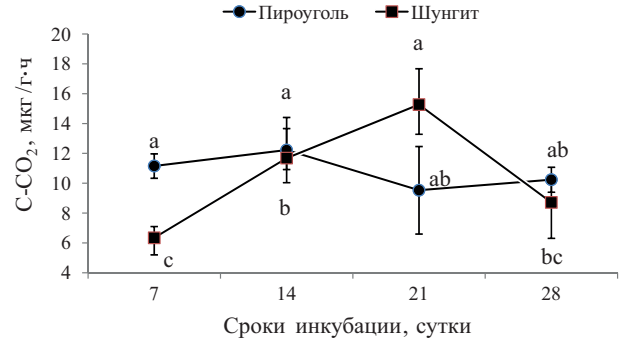


Рис. 4. Изменение интенсивности СИД нефтезагрязненных почв в процессе инкубации при постоянном увлажнении при добавлении биоугля (вариант 3) и шунгита (вариант 4)

почв при сильном загрязнении НП, с высоким содержанием тяжелых асфальтеновых фракций, потенциала на самоочищение почв может оказаться недостаточным даже при добавлении эффективных сорбентов. В данном случае необходимо применение комплекса мероприятий и, возможно, применение сорбентов с использованием консорциумов микроорганизмов, специализированных на разложение тяжелых нефтей.

Заключение

Принято выделять две формы природных жидких УВ: традиционную и нетрадиционную нефть (Leon, Kumar, 2005). Нетрадиционная нефть составляет до 70% от общего запаса жидких УВ в мире, но пока очень мало используется из-за присутствия большего количества асфальтенов, затрудняющих их добычу и переработку (Akbarzadeh et al., 2015). Разведанные запасы нефтей в Республике Татарстан также в значительной степени представлены труднодоступными УВ (в том числе с высоким содержанием тяжелых фракций), их доля оценивается в 80% от общих запасов. Развитие новых методов добычи, транспортировки и переработки нетрадиционных нефтей, расширяющие возможности их использования, неизбежно приведут в будущем к увеличению опасности загрязнения сопредельных сред (включая почвы) асфальтенами. Освоение нетрадиционных нефтей, должно сопровождаться разработкой новых подходов к биоремидиации почв, загрязненных устойчивыми УВ.

В последнее время возрастает интерес к консорциумам микроорганизмов, выделяемым из нефтяных залежей и почв, обладающих специфичной способностью к разрушению асфальтеновых фракций НП (Pineda-Flores et al., 2004; Zargar et al., 2021). Считается, что процессы окисления и минерализации, осуществляемые подобными стабилизированными микробными консорциумами, будут иметь основополагающее значение для уменьшения содержания и удаления асфальтенов из пострадавших экосистем (Pineda-Flores et al., 2004). Однако их эффективное использование для биоремедиации почв требует проведения исследований, позволяющих разработать специальные методики внесения и обеспечения эффективности работы. Шунгиты и биугли могут быть весьма продуктивно использованы как дешевые, но в тоже время эффективные носители подобных консорциумов для очистки нефтезагрязненных почв.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда, проект № 22-24-00242.

Литература

Ананьева Н.Д., Благодатская Е.В., Демкина Т.С. (1997). Влияние высушивания-увлажнения и замораживания-оттаивания на устойчивость микробных сообществ почвы. *Почвоведение*, 9, с. 1132-1137.

Березкин В.И. (2005). О сажевой модели происхождения Карельских шунгитов. *Геология и геофизика*, 46(10), с. 1093-1101.

Гилязов М.Ю. (1980). Изменение некоторых агрохимических свойств выщелоченного чернозема при загрязнении его нефтью. *Агрохимия*, 12, с. 72-75.

Глазовская М.А., Пиковский Ю.И. (1980). Скорости самоочищения почв от нефти в различных природных зонах. *Природа*, 5, с. 118-119.

Гордеев А.С., Гайнуллина Л.А., Шинкарев А.А. (2014). Липиды пахотных почв, систематически загрязняемых поверхностным склоновым стоком с территории объектов нефтедобычи. *Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки*, 156(3), с. 76-86.

Дейнес Ю.Е., Первунина А.В. (2019). Генезис высокоуглеродистых шунгитоносных пород – обзор. *Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН*, 16, с. 136-140. https://doi.org/10.31241/FNS.2019.16.028

Исмаилов Н.М. (1988). Микробиология и ферментативная активность нефтезагрязненных почв. Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. Москва: Наука, с. 42–56.

Киреева Н.А., Галимзянова Н.Ф. (1995). Влияние загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами на численность и видовой состав микромицетов. *Почвоведение*, 2, с. 211-216.

Козловский Е.А. (1991). Горная энциклопедия. М: Яшма, 5, 451 с.

Малыхина Л.В., Шайдуллина И.А., Антонов Н.А., Сибгатова Д.И., Яппаров А.Х., Дегтярева И.А., Латыпова В.З., Гадиева Э.Ш. (2016). Применение новых биотехнологий при рекультивации черноземов со смешанным типом загрязнения. *Георесурсы*, 18(2), с. 138-144. DOI: 10.18599/grs.18.2.12

Мусина У.Ш., Васичкин А.С. (2014). Обзор способов утилизации нефтеотходов и технологии их утилизации. *Вестник КазГАСА*, 2(52), с. 133-141.

Петухова Г.А., Кулькова Т.А. (2021). Перспективы применения шунгита как сорбента формальдегида в композитных материалах. *Сорбционные и хроматографические процессы*, 21(1), с. 100-110.

Смирнова Е.В., Гиниятуллин К.Г., Валеева А.А., Ваганова Е.С. (2018). Пироугли как перспективные почвенные мелиоранты: оценка содержания и спектральные свойства их липидных фракций. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки*, 160(2), с. 259–275.

Солнцева Н.П. (2001). Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М: Изд-во МГУ, 376 с.

Akbarzadeh K., Hammami A., Kharrat A., et al. (2007). Asphaltenes – problematic but rich in potential. *Oilfield Review*, 19(2), pp. 22-43.

Ananyeva N.D., Blagodatskaya E.V., Orlinsky D.B., Macchina T.N. (1993). Methodical aspects of determining the rate of substrate-induced respiration of soil microorganisms. *Soil Science*, 11, pp. 72-77.

Atlas R.M., Stoeckel D.M., Faith S.A. et al. (2015). Oil Biodegradation and Oil-Degrading Microbial Populations in Marsh Sediments Impacted by Oil from the Deepwater Horizon Well Blowout. *Environmental Science and Technology*, 49, pp. 8356-8366. https://doi.org/10.1021/acs.est.5b00413

Bilias F., Nikoli T., Kalderis D., Gasparatos, D. (2021). Towards a Soil Remediation Strategy Using Biochar: Effects on Soil Chemical Properties and Bioavailability of Potentially Toxic Elements. *Toxics*, 9(8), 184. https://doi.org/10.3390/toxics9080184

Blagodatskaya E., Kuzyakov Y. (2013). Active microorganisms in soil: critical review of estimation criteria and approaches. *Soil Biology and Biochemistry*, 67, pp. 192-211. https://doi.org/10.1016/j.soilbio.2013.08.024

Chaineau C.-H., Yepremian C., Vidalie J. et al. (2003). Bioremediation of a Crude Oil-Polluted Soil: Biodegradation, Leaching and Toxicity Assessments. *Water Air and Soil Pollution*, 144, pp. 419-440. https://doi.org/10.1023/A:1022935600698

Chen M., Xu P., Zeng G., et al. (2015). Bioremediation of soils contaminated with polycyclic aromatic hydrocarbons, petroleum, pesticides, chlorophenols and heavy metals by composting: applications, microbes and future research needs. *Biotechnology Advances*, 33, pp. 745–755. https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2015.05.003

El-Sheekh M.M., Hamouda R.A. (2014). Biodegradation of crude oil by some cyanobacteria under heterotrophic conditions. *Desalination and Water Treatment,* 52, pp. 1448-1454. https://doi.org/10.1080/19443994.2013.794008

Forrester S., Janik L., McLaughlin M. et al. (2013). Total Petroleum Hydrocarbon Concentration Prediction in Soils Using Diffuse Reflectance Infrared Spectroscopy. *Soil Science Society of America Journal*, 77, pp. 450-460. https://doi.org/10.2136/sssaj2012.0201

Friend D.J. (1996). Remediation of Petroleum-contaminated Soils. Washington: National Academy Press, 580 p.

Head I.M., Jones D.M., Röling W.F. (2006). Marine microorganisms make a meal of oil. *Nature Reviews Microbiology*, 4, p. 173. https://doi.org/10.1038/nrmicro1348

Hou N., Zhang N., Jia T. et al. (2018). Biodegradation of phenanthrene by biodemulsifier-producing strain Achromobacter sp. LH-1 and the study on its metabolisms and fermentation kinetics. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 163, pp. 205–214. https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.07.064

Jurgelane I., Locs J. (2021). Shungite application for treatment of drinking water – is it the right choice? *Journal of Water and Health*, 19, pp. 89-96. https://doi.org/10.2166/wh.2020.139

Jurgelāne I., Ločs J. (2021). Shungite Application for Treatment of Drinking Water – is It the Right Choice? *Journal of Water and Health*, 19(1), 89 p. https://doi.org/10.2166/wh.2020.139

Kloss S., Zehetner F., Wimmer B. et al. (2014). Biochar application to temperate soils: Effects on soil fertility and crop growth under greenhouse conditions. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science*, 177(1), pp. 3–15.

Kwiecińska B., Pusz S., Krzesińska M., Pilawa B. (2007). Physical properties of shungite. *International Journal of Coal Geology*, 71, pp. 455-461. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.05.008

Kovalev I.V., Kovaleva N.O. et al. (2008). Biochemistry of lignin in soils of periodic excessive moistening (from the example of agrogray soils in Opolie Landscapes of the Russian Plain). *Eurasian Soil Science*, 41(10), pp. 1066-1076. https://doi.org/10.1134/S1064229308100086

Kovalev I.V., Semenov V.M. et al. (2021). Estimation of the biogenicity and bioactivity of gleyed agrogray nondrained and drained soils. *Eurasian Soil Science*, 54(7), pp. 1059-1067. https://doi.org/10.1134/S1064229321070073

Labud V., Garcia C., Hernandez T. (2007). Effect of hydrocarbon pollution on the microbial properties of a sandy and a clay soil. *Chemosphere,* 66, pp. 1863-1871. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2006.08.021

Lacalle R.G., Becerril J.M., Garbisu C. (2020). Biological Methods of Polluted Soil Remediation for an Effective Economically-Optimal Recovery of Soil Health and Ecosystem Services. *Journal of Environmental Science and Public Health*, 4(2), pp. 112-133. https://doi.org/10.23986/afsci.8155

Lehmann J., Joseph S. (2009). Biochar for Environmental Management: Science and Technology. London: Earthscan, 416 p.

Leon, V., Kumar, M. (2005). Biological upgrading of heavy crude oil. *Biotechnology and Bioprocess Engineering*, 10, pp. 471-481. https://doi.org/10.1007/BF02932281

Ma Y.L., Lu W., Wan L.L., Luo N. (2015). Elucidation of fluoranthene degradative characteristics in a newly isolated Achromobacter xylosoxidans DN002. *Applied Biochemistry and Biotechnology*, 175, pp. 1294-1305. https://doi.org/10.1007/s12010-014-1347-7

Mambwe M., Kalebaila K.K., Johnson T. (2021). Remediation technologies for oil contaminated soil. *Global Journal of Environmental Science and Management*, 7(3), pp. 1-20. https://doi.org/10.22034/gjesm.2021.3.09

Okunev R., Smirnova E., Giniyatullin K. (2019). Study of the effect of labile organic matter removal from pyrochars on the substrate-induced respiration. *SGEM*, 19(3.2), pp. 459-465.

Pineda-Flores G., Boll-Arguello G., Lira-Galeana C., Mesta-Howard A.M. (2004). A microbial consortium isolated from a crude oil sample that uses asphaltenes as a carbon and energy source. *Biodegradation*, 15(3), pp. 145-151. https://doi.org/10.1023/b:biod.0000026476.03744.bb

Pineda-Flores G., Boll-Argüello G., Lira-Galeana C. et al. (2004). A microbial consortium isolated from a crude oil sample that uses asphaltenes as a carbon and energy source. *Biodegradation*, 15, pp. 145-151. https://doi.org/10.1023/B:BIOD.0000026476.03744.bb

Qin G., Gong D., Fan M.Y. (2013). Bioremediation of petroleum-contaminated soil by biostimulation amended with biochar. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 85, pp. 150-155. https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2013.07.004

Sharma A., Rehman M.B. (2009). Laboratory scale bioremediation of diesel hydrocarbon in soil by indigenous bacterial consortium. *Indian Journal of Experimental Biology*, 47(9), pp. 766-9.

Sineva A.V., Parfenova A.M., Fedorova A.A. (2007). Adsorption of micelle forming and non-micelle forming surfactants on the adsorbents of different nature. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 306(1-3), pp. 68-74. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2007.04.061

Skrypnik L., Babich O., Sukhikh S. et al. (2021). A Study of the Antioxidant, Cytotoxic Activity and Adsorption Properties of Karelian Shungite by Physicochemical Methods. *Antioxidants*, 10(7), 1121. https://www.mdpi.com/2076-3921/10/7/1121

Smirnova E.V., Giniyatullin K.G., Okunev R.V. et al. (2016). The Effect of Pre-Incubation Duration of Soil-Biochar Model Mixtures On the Results of Determination the Intensity of Substrate-Induced Respiration (Methodological Aspects of Study). *Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences*, 7(5), pp. 1360-1366.

Solov'eva A.B., Rozhkova N.N., Glagolev N.N. et al. (1999). Organic matter in schungite and its physicochemical activity in polymeric composites. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 73(2), pp. 299-303.

Valeeva A.A., Grigoryan B.R., Bayan M.R. et al. (2015). Adsorption of Methylene Blue by Biochar Produced Through Torrefaction and Slow Pyrolysis from Switchgrass. *Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences*, 6(4), pp. 8-17.

Varjani, S. J. (2017). Microbial degradation of petroleum hydrocarbons. *Bioresource Technology*, 223, pp. 277–286. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.10.037

Xu X., Liu W., Tian S. et al. (2018). Petroleum Hydrocarbon-Degrading Bacteria for the Remediation of Oil Pollution Under Aerobic Conditions: A Perspective Analysis. *Frontiers in Microbiology*, 9, 2885. https://doi.org/10.3389/fmicb.2018.02885

Yadykina V.V., Vyrodova K.S., Potapov E.E. (2020). Efficiency of using shungite filler for modifying organic binder. *IOP Conference. Series: Materials Science and Engineering*, 945, 012025. https://doi.org/10.1088/1757-899X/945/1/012025

Yelikbayev B., Mussina U., Jamalova G. et al. (2017). Bioremedation of oil-polluted soils based on natural and technogenic carbon-containing bioactivator – Koksu shungite. *Experimental Biology*, 73, pp. 141-152. https://doi.org/10.26577/EB-2017-4-1309

Zahed M.A., Salehi S., Madadi R., Hejab F. (2021). Biochar as a sustainable product for remediation of petroleum contaminated soil. *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, 4, 100055. https://doi.org/10.1016/j.crgsc.2021.100055

Zargar A.N., Kumar A., Sinha A. et al. (2021). Asphaltene biotransformation for heavy oil upgradation. *AMB Express,* 11, 127. https://doi.org/10.1186/s13568-021-01285-7

Zhang C., Wu D., Ren H. (2020). Bioremediation of oil contaminated soil using agricultural wastes via microbial consortium. *Scientific Reports,* 10, art. 9188. https://doi.org/10.1038/s41598-020-66169-5

Zhang H., Tang J., Wang L., et al. (2016). A novel bioremediation strategy for petroleum hydrocarbon pollutants using salt tolerant Corynebacterium variabile HRJ4 and biochar. *Journal of Environmental Sciences*, 47, pp. 7-13. https://doi.org/10.1016/j.jes.2015.12.023

Zhuravleva A., Labutova N., Andronov E. (2018). Influence of oil pollution on the microbiocenosis of soils adjacent to the oil storage. *Ecological genetics*, 15, pp. 60-68. https://doi.org/10.17816/ecogen15460-68

Сведения об авторах

Елена Васильевна Смирнова – кандидат биол. наук, заведующий кафедрой почвоведения Института экологии и природопользования

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18

Родион Владимирович Окунев – кандидат биол. наук, доцент кафедры почвоведения Института экологии и природопользования

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18

Камиль Гашикович Гиниятуллин – кандидат биол. наук, доцент кафедры почвоведения Института экологии и природопользования

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18

Статья поступила в редакцию 08.02.2022;
Принята к публикации 21.04.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Influence of carbon sorbents on the potential ability of soils to self-cleaning from petroleum pollution

E.V. Smirnova, R.V. Okunev, K.G. Giniyatullin*
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
**Corresponding author: Elena V. Smirnova, e-mail: elenavsmirnova@mail.ru*

Abstract. In a laboratory experiment, the ability of the soil to self-cleaning under heavy petroleum pollution and the effect of biochars and shungites on the cleaning process were studied. Incubation of contaminated soils for 28 days at a constant humidity and temperature without addition of sorbents led to a decrease in the residual content of petroleum products by only 8%. The addition of biochar and shungite at a dose of 2.5% made it possible to reduce the content of petroleum under constant incubation conditions to 48.8% and 38%, respectively. It was shown that the incubation of oil-contaminated soils in the regime of variable humidity and temperature without the addition of sorbents makes it possible to reduce the content of petroleum by 32% over 28 days of the experiment. In the course of the study, methods were developed for determining substrate-induced respiration (SIR) in various incubation modes. Soil contamination with petroleum led to a significant decrease of SIR in the initial period of incubation from 12.8 C-CO_2 μg/g h to 8.6 C-CO_2 μg/g h, which returned to normal on the 14th day of the experiment. It has been shown that the introduction of biochars (to a lesser extent schungites) into oil-contaminated soils ensures the maintenance of SIR at the required level and increases the potential capacity of soils for self-purification. The paper discusses the possibilities of increasing the potential capacity of soils for self-cleaning under heavy oil pollution.

Keywords: oil contamination of soils, biochar, shungites, self-cleaning capacity of soils

Acknowledgments

This work was supported by the Russian Science Foundation, research project № 22-24-00242

Recommended citation: Smirnova E.V., Okunev R.V., Giniyatullin K.G. (2022). Influence of carbon sorbents on the potential ability of soils to self-cleaning from petroleum pollution. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 210–218. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.18

References

Akbarzadeh K., Hammami A., Kharrat A., et al. (2007). Asphaltenes – problematic but rich in potential. *Oilfield Review*, 19(2), pp. 22-43.

Ananyeva N.D., Blagodatskaya E.V., Orlinsky D.B., Macchina T.N. (1993). Methodical aspects of determining the rate of substrate-induced respiration of soil microorganisms. *Soil Science*, 11, pp. 72-77.

Anan'eva N.D., Blagodatskaya E.V., Demkina T.S. (1997). The Effect of Drying-Moistening and Freezing-Thawing on Soil Microbial Communities Resilience. *Eurasian Soil Science*, 30(9), pp. 1010-1014.

Atlas R.M., Stoeckel D.M., Faith S.A. et al. (2015). Oil Biodegradation and Oil-Degrading Microbial Populations in Marsh Sediments Impacted by Oil from the Deepwater Horizon Well Blowout. *Environmental Science and Technology*, 49, pp. 8356-8366. https://doi.org/10.1021/acs.est.5b00413

Berezkin V.I. (2005). A soot model for the genesis of karelian shungites. *Geologiya I Geofizika*, 46(10), pp. 1093-1101. (In Russ.)

Bilias F., Nikoli T., Kalderis D., Gasparatos, D. (2021). Towards a Soil Remediation Strategy Using Biochar: Effects on Soil Chemical Properties and Bioavailability of Potentially Toxic Elements. *Toxics*, 9(8), 184. https://doi.org/10.3390/toxics9080184

Blagodatskaya E., Kuzyakov Y. (2013). Active microorganisms in soil: critical review of estimation criteria and approaches. *Soil Biology and Biochemistry*, 67, pp. 192-211. https://doi.org/10.1016/j.soilbio.2013.08.024

Chaineau C.-H., Yepremian C., Vidalie J. et al. (2003). Bioremediation of a Crude Oil-Polluted Soil: Biodegradation, Leaching and Toxicity Assessments. *Water Air and Soil Pollution*, 144, pp. 419-440. https://doi.org/10.1023/A:1022935600698

Chen M., Xu P., Zeng G., et al. (2015). Bioremediation of soils contaminated with polycyclic aromatic hydrocarbons, petroleum, pesticides, chlorophenols and heavy metals by composting: applications, microbes and future research needs. *Biotechnology Advances*, 33, pp. 745–755. https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2015.05.003

Deines Yu.E., Pervunina A.V. (2019). The genesis of high-carbon shungite rocks – review. *Trudy Fersmanovskoy nauchnoy sessii GI KNTs RAN*, 16, pp. 136–140. (In Russ.) https://doi.org/10.31241/FNS.2019.16.028

El-Sheekh M.M., Hamouda R.A. (2014). Biodegradation of crude oil by some cyanobacteria under heterotrophic conditions. *Desalination and Water Treatment,* 52, pp. 1448-1454. https://doi.org/10.1080/19443994.2013.794008

Forrester S., Janik L., McLaughlin M. et al. (2013). Total Petroleum Hydrocarbon Concentration Prediction in Soils Using Diffuse Reflectance Infrared Spectroscopy. *Soil Science Society of America Journal*, 77, pp. 450-460. https://doi.org/10.2136/sssaj2012.0201

Friend D.J. (1996). Remediation of Petroleum-contaminated Soils. Washington: National Academy Press, 580 p.

Gilyazov M.Yu. (1980). Changes in some agrochemical properties of leached chernozem when it is contaminated with oil. *Agrokhimiya*, 12, pp. 72-75. (In Russ.)

Glazovskaya M.A., Pikovskiy Yu.I. (1980). Rates of self-purification of soils from oil in various natural zones. *Priroda*, 5, pp. 118-119. (In Russ.)

Head I.M., Jones D.M., Röling W.F. (2006). Marine microorganisms make a meal of oil. *Nature Reviews Microbiology*, 4, p. 173. https://doi.org/10.1038/nrmicro1348

Hou N., Zhang N., Jia T. et al. (2018). Biodegradation of phenanthrene by biodemulsifier-producing strain Achromobacter sp. LH-1 and the study on its metabolisms and fermentation kinetics. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 163, pp. 205–214. https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.07.064

Gordeev A.S., Gainullina L.A., Shinkarev A.A. (2014). Lipids in arable soils exposed to regular pollution by overland runoff from oil-production sites. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*, 156(3), pp. 76-86. (In Russ.)

Ismailov N.M. (1988). Microbiology and enzymatic activity of oil-contaminated soils. Restoration of oil-contaminated soil ecosystems. Moscow: Nauka, pp. 42-56. (In Russ.)

Jurgelane I., Locs J. (2021). Shungite application for treatment of drinking water – is it the right choice? *Journal of Water and Health*, 19, pp. 89-96. https://doi.org/10.2166/wh.2020.139

Jurgelāne I., Ločs J. (2021). Shungite Application for Treatment of Drinking Water – is It the Right Choice? *Journal of Water and Health*, 19(1), 89 p. https://doi.org/10.2166/wh.2020.139

Kireeva N.A., Galimzyanova N.F. (1995). Influence of soil pollution by oil and oil products on the abundance and species composition of micromycetes. *Pochvovedenie*, 2, pp. 211-216. (In Russ.)

Kloss S., Zehetner F., Wimmer B. et al. (2014). Biochar application to temperate soils: Effects on soil fertility and crop growth under greenhouse conditions. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science*, 177(1), pp. 3–15.

Kwiecińska B., Pusz S., Krzesińska M., Pilawa B. (2007). Physical properties of shungite. *International Journal of Coal Geology*, 71, pp. 455-461. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.05.008

Kovalev I.V., Kovaleva N.O. et al. (2008). Biochemistry of lignin in soils of periodic excessive moistening (from the example of agrogray soils in Opolie Landscapes of the Russian Plain). *Eurasian Soil Science*, 41(10), pp. 1066-1076. https://doi.org/10.1134/S1064229308100086

Kovalev I.V., Semenov V.M. et al. (2021). Estimation of the biogenicity and bioactivity of gleyed agrogray nondrained and drained soils. *Eurasian Soil Science*, 54(7), pp. 1059-1067. https://doi.org/10.1134/S1064229321070073

Labud V., Garcia C., Hernandez T. (2007). Effect of hydrocarbon pollution on the microbial properties of a sandy and a clay soil. *Chemosphere,* 66, pp. 1863-1871. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2006.08.021

Lacalle R.G., Becerril J.M., Garbisu C. (2020). Biological Methods of Polluted Soil Remediation for an Effective Economically-Optimal Recovery of Soil Health and Ecosystem Services. *Journal of Environmental Science and Public Health*, 4(2), pp. 112-133. https://doi.org/10.23986/afsci.8155

Lehmann J., Joseph S. (2009). Biochar for Environmental Management: Science and Technology. London: Earthscan, 416 p.

Leon, V., Kumar, M. (2005). Biological upgrading of heavy crude oil. *Biotechnology and Bioprocess Engineering*, 10, pp. 471-481. https://doi.org/10.1007/BF02932281

Ma Y.L., Lu W., Wan L.L., Luo N. (2015). Elucidation of fluoranthene degradative characteristics in a newly isolated Achromobacter xylosoxidans DN002. *Applied Biochemistry and Biotechnology*, 175, pp. 1294-1305. https://doi.org/10.1007/s12010-014-1347-7

Malykhina L.V., Shaydullina I.A., Antonov N.A. et al. (2016). Application of New Biotechnologies in the Remediation of Black Soil with Mixed Pollution. *Georesursy = Georesources*, 18(2), pp. 138-144. https://doi.org/10.18599/grs.18.2.12

Mambwe M., Kalebaila K.K., Johnson T. (2021). Remediation technologies for oil contaminated soil. *Global Journal of Environmental Science and Management*, 7(3), pp. 1-20. https://doi.org/10.22034/gjesm.2021.3.09

Musina U.Sh., Vasichkin A.S. (2014). Overview of oil waste disposal methods and technologies for their disposal. *Vestnik KazGASA*, 2(52), pp.133-141. (In Russ.)

Okunev R., Smirnova E., Giniyatullin K. (2019). Study of the effect of labile organic matter removal from pyrochars on the substrate-induced respiration. *SGEM*, 19(3.2), pp. 459-465.

Pineda-Flores G., Boll-Arguello G., Lira-Galeana C., Mesta-Howard A.M. (2004). A microbial consortium isolated from a crude oil sample that uses asphaltenes as a carbon and energy source. *Biodegradation*, 15(3), pp. 145-151. https://doi.org/10.1023/b:biod.0000026476.03744.bb

Petukhova G. A., & Kulkova T. A. (2021). Prospects for the use of shungite as a formaldehyde sorbent in composite materials. *Sorbtsionnye I Khromatograficheskie Protsessy*, 21(1), pp. 100-110. (In Russ.) https://doi.org/10.17308/sorpchrom.2021.21/3225

Pineda-Flores G., Boll-Argüello G., Lira-Galeana C. et al. (2004). A microbial consortium isolated from a crude oil sample that uses asphaltenes as a carbon and energy source. *Biodegradation*, 15, pp. 145-151. https://doi.org/10.1023/B:BIOD.0000026476.03744.bb

Qin G., Gong D., Fan M.Y. (2013). Bioremediation of petroleum-contaminated soil by biostimulation amended with biochar. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 85, pp. 150-155. https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2013.07.004

Sharma A., Rehman M.B. (2009). Laboratory scale bioremediation of diesel hydrocarbon in soil by indigenous bacterial consortium. *Indian Journal of Experimental Biology*, 47(9), pp. 766-9.

Sineva A.V., Parfenova A.M., Fedorova A.A. (2007). Adsorption of micelle forming and non-micelle forming surfactants on the adsorbents of different nature. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 306(1-3), pp. 68-74. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2007.04.061

Skrypnik L., Babich O., Sukhikh S. et al. (2021). A Study of the Antioxidant, Cytotoxic Activity and Adsorption Properties of Karelian Shungite by Physicochemical Methods. *Antioxidants*, 10(7), 1121. https://www.mdpi.com/2076-3921/10/7/1121

Smirnova E.V., Giniyatullin K.G., Okunev R.V. et al. (2016). The Effect of Pre-Incubation Duration of Soil-Biochar Model Mixtures On the Results of Determination the Intensity of Substrate-Induced Respiration (Methodological Aspects of Study). *Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences*, 7(5), pp. 1360-1366.

Smirnova E.V., Giniyatullin K.G., Valeeva A.A., Vaganova E.S. (2018). Pyrochars as promising soil ameliorants: Assessment of content and spectral properties of their lipid fractions. Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki, (160)2, pp. 259-275.

Solntseva N.P. (1998). Oil production and geochemistry of natural landscapes. Moscow: Moscow University Press, 376 p. (In Russ.)

Solov'eva A.B., Rozhkova N.N., Glagolev N.N. et al. (1999). Organic matter in schungite and its physicochemical activity in polymeric composites. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 73(2), pp. 299-303.

Valeeva A.A., Grigoryan B.R., Bayan M.R. et al. (2015). Adsorption of Methylene Blue by Biochar Produced Through Torrefaction and Slow Pyrolysis from Switchgrass. *Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences*, 6(4), pp. 8-17.

Varjani, S. J. (2017). Microbial degradation of petroleum hydrocarbons. *Bioresource Technology*, 223, pp. 277–286. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.10.037

Xu X., Liu W., Tian S. et al. (2018). Petroleum Hydrocarbon-Degrading Bacteria for the Remediation of Oil Pollution Under Aerobic Conditions: A Perspective Analysis. *Frontiers in Microbiology*, 9, 2885. https://doi.org/10.3389/fmicb.2018.02885

Yadykina V.V., Vyrodova K.S., Potapov E.E. (2020). Efficiency of using shungite filler for modifying organic binder. *IOP Conference. Series: Materials Science and Engineering*, 945, 012025. https://doi.org/10.1088/1757-899X/945/1/012025

Yelikbayev B., Mussina U., Jamalova G. et al. (2017). Bioremedation of oil-polluted soils based on natural and technogenic carbon-containing bioactivator – Koksu shungite. *Experimental Biology*, 73, pp. 141-152. https://doi.org/10.26577/EB-2017-4-1309

Zahed M.A., Salehi S., Madadi R., Hejab F. (2021). Biochar as a sustainable product for remediation of petroleum contaminated soil. *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, 4, 100055. https://doi.org/10.1016/j.crgsc.2021.100055

Zargar A.N., Kumar A., Sinha A. et al. (2021). Asphaltene biotransformation for heavy oil upgradation. *AMB Express,* 11, 127. https://doi.org/10.1186/s13568-021-01285-7

Zhang C., Wu D., Ren H. (2020). Bioremediation of oil contaminated soil using agricultural wastes via microbial consortium. *Scientific Reports,* 10, art. 9188. https://doi.org/10.1038/s41598-020-66169-5

Zhang H., Tang J., Wang L., et al. (2016). A novel bioremediation strategy for petroleum hydrocarbon pollutants using salt tolerant Corynebacterium variabile HRJ4 and biochar. *Journal of Environmental Sciences*, 47, pp. 7-13. https://doi.org/10.1016/j.jes.2015.12.023

Zhuravleva A., Labutova N., Andronov E. (2018). Influence of oil pollution on the microbiocenosis of soils adjacent to the oil storage. *Ecological genetics*, 15, pp. 60-68. (In Russ.) https://doi.org/10.17816/ecogen15460-68

About the Authors

Elena V. Smirnova – Cand. Sci. (Biology), Head of the Department of Soil Science
Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Rodion V. Okunev – Cand. Sci. (Biology), Associate Professor, Department of Soil Science
Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Kamil G. Giniyatullin – Cand. Sci. (Biology), Associate Professor, Department of Soil Science
Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 8 February 2022;
Accepted 21 April 2022;
Published 30 September 2022

ГЕОРЕСУРСЫ И ФИЛАТЕЛИЯ: НЕФТЬ

Добыча нефти в 2021 г. по некоторым странам (млн барр./сут)

Где ещё, как не на страницах научно-технического журнала, предоставившего место для филателистической темы, взбодрит высказывание, приписываемое Эрнесту Резерфорду: «Все науки делятся на физику и коллекционирование марок». Нет краткого и исчерпывающего определения термина «георесурсы», который создатели, авторы и читатели журнала «Георесурсы» понимают, естественно, правильно, хотя и каждый по-своему. Эта «лазейка» позволяет назвать этим элегантным словом и тему в филателии. И тема оказывается весьма обширной: вода и лед, атмосфера, почва, лес, ветер, наука, технологии, персоналии... Даже нефть и газ! Список открытый на усмотрение коллекционера.

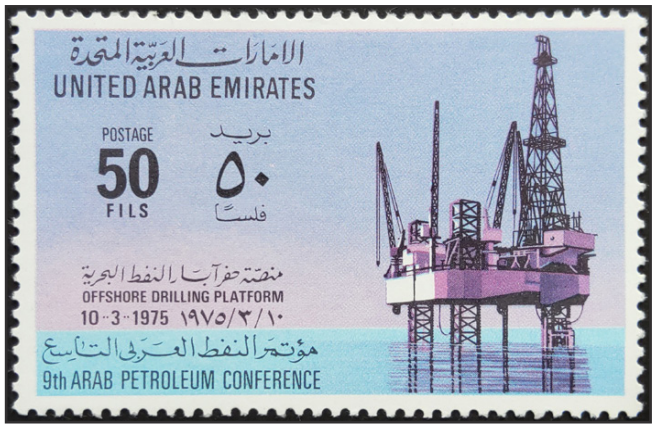
Предлагаемая подборка* – первая из задуманных подобных публикаций в нашем журнале – предполагает лишь перемену между чтением научно-технических статей и знакомит с предметом и темой коллекционирования.

Страны-члены ОПЕК (штаб-квартира в Вене)

Добыча ОПЕК – 35% мировой добычи. Картель создан в сентябре 1960 г. для обеспечения справедливых и стабильных цен для продавцов нефти и справедливой прибыли инвесторам. Каждые пять лет многие страны выпускали юбилейные почтовые марки, часто с единым сюжетом.



Саудовская Аравия, 1986 г. Добыча = 11,0.
Карта страны и вышка – в честь 50-летия добычи нефти в стране



ОАЭ, 1975 г. Добыча = 3,7.
Морская буровая платформа на марке, посвященной IX Нефтяной конференции арабских стран в 1975 г. С таких платформ ведется основная добыча нефти в ОАЭ



Ирак, 1967 г. Добыча = 4,1
VI Арабский Нефтяной Конгресс – одна из ранних картельных организаций



Иран, 1966 г. Добыча = 3,6.
Нефтегазовый бассейн Персидского Залива, где сосредоточены основные запасы УВС Ирана. Среди перечисленных шести нефтяных компаний Ирана в 1966 г. нет крупнейших– Sharkat Malli Naft Iran и National Iranian Oil Company

---

Из коллекции В.В. Соколова

e-mail: filagr@list.ru



Кувейт, 1992 г. Добыча = 2,7. Выпуск в честь годовщины тушения организованных Ираком массовых пожаров на месторождении Румейла



Ангола, 2010 г. Добыча = 1,2. В год 50-летия ОПЕК на шельфе Атлантики открыты сразу три месторождения– Бегония, Нзанза, Сингуву



Нигерия, 1983 г. Добыча = 1,6. Свинчивание бурового инструмента, правда, без квадрата



Алжир, 1962 г. Добыча = 1,4. Посвящение месторождению «Колодец Счастливчика» и трубопроводу до нефтетерминала Беджайя



Венесуэла, 1960 г. Добыча = 0,7. Работа с 4-шарошечным долотом



Ливия, 1968 г. Добыча = 1,3. Выпуск в честь ввода нефтетерминала Зуейтина. Флаг Ливии удачно вписан в антиклиналь



Р. Конго, 1973 г. Добыча = 0,3. Морская платформа на нефтяном месторождении Пуэнт-Нуар



Габон, 1973 г. Добыча = 0,2. Карта страны и вышка – посвящение крупнейшему нефтяному месторождению Раби-Кунга



Экваториальная Гвинея, 2001 г. Добыча = 0,1. Из почти 3000 выпущенных в стране марок единственная «нефтяная» марка с изображением танкера

---

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru

Количество выпущенных марок в мире перевалило за один миллион. Каталог colnect выделяет в них более 1000 тем, что не предел. Нефтегазовая и геологическая темы популярны в филателии, нумизматике, бонистике, других направлениях коллекционирования. Существуют сообщества и форумы коллекционеров, создаются тематические каталоги и обзорные публикации, чаще в интернете. Количество коллекционного материала в этих темах не поддается строгому учету и может достигать десятка тысяч. В частности, с затрагиваемой нефтяной темой можно познакомиться через изданный в 2015 г. на русском языке лучший тематический каталог всех времен и народов «Нефть и филателия» (https://oilhistory-stamps.ru). Заметим, что количество и художественный уровень марок не обязательно соответствует уровню добычи нефти.

Страны-члены ОПЕК +

Организация создана в 2016 г. по инициативе России для влияния на мировые цены на нефть и контролирует 20 % мировой добычи нефти.



Россия, 2015 г. Добыча = 11,0.
Платформа «Приразломная».
Одна из самых красивых «нефтяных» марок



Мексика, 2015 г. Добыча = 1,9.
Ключ для свинчивания трубных колон на юбилейной марке в честь 50-летнего юбилея Нефтяного института



Казахстан, 2011 г. Добыча = 1,8.
Эмблема казахско-китайского предприятия «Петро Казахстан» и силуэт качалки на марке, посвященной 25-летию начала промышленного освоения нефтяного месторождения Кумколь

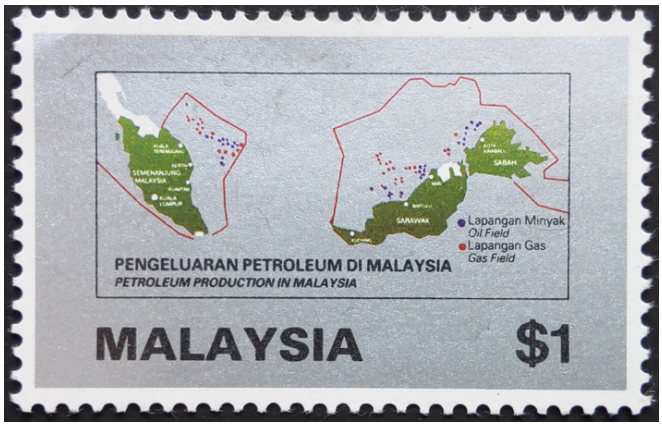


Оман, 2007 г. Добыча = 1,0.
40 лет экспорту нефти. Буровая вышка и обвязка на крупнейшем месторождении Йибаль, резервуары нефтехранилища Эль-Хувайся

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru



Азербайджан, 1997 г. Добыча = 0,7. 125-летие бурения на нефть. Марка-окно в историю «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель»



Малайзия, 1985 г. Добыча = 0,6. Карта нефтегазовых месторождений Малайзии на шельфе Южно-Китайского моря



Бахрейн 2018 г. Добыча = 0,2. Космоснимок островов Бахрейна с контурами крупнейшего сланцевого нефтегазового месторождения в мире в бассейне Халидж-аль-Бахрейн



Бруней, 1969 г. Добыча = 0,1. Первое нефтяное месторождения Сериа на шельфе Южно-Китайского моря – гордость султана и правительства



Судан, 2003 г. Добыча = 0,06. Первая буровая установка Chevron на месторождении Адар-Йель и первый НПЗ в Эль-Обейд



Юж.Судан. Добыча = 0,2. С 2011 г. выпущено всего 37 марок, среди которых нет ни одной по нефтяной теме. Поэтому представлен фрагмент «нефтяной» банкноты

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru

Некоторые добывающие страны (антагонисты), не входящие в картели



США, 1959 г. Добыча = 11,5. Посвящение 100-летию первой нефтяной скважине, положившей начало нефтяной промышленности США



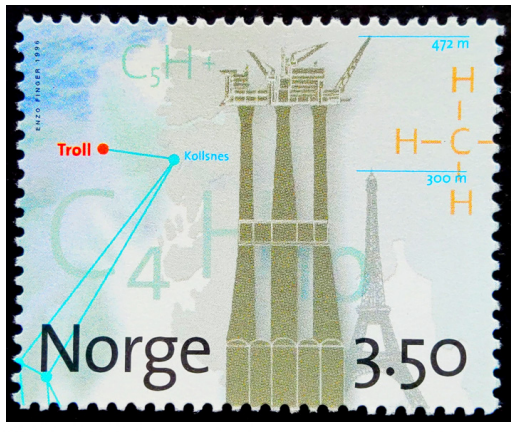
Канада, 1950 г. Добыча = 5,4. Процесс испытания скважины на нефтяном месторождении в провинции Альберта



Китай, 1964 г. Добыча = 4,0. Из представленных сегодня марок эта, с изображением буровой установки производства СССР, – одна из наиболее дорогостоящих



Бразилия, 2012 г. Добыча = 3,0. Редкий случай правдоподобного изображения геологического разреза на почтовых марках: добыча нефти из подсолевых залежей, месторождение Лула



Норвегия, 1996 г. Добыча = 2,0. Морская буровая суперплатформа (1995 г.) на газовом месторождении Тролл – самая крупная перемещенная постройка в мире. Для сравнения – рядом Эйфелева башня. Схема газопровода с месторождения



Катар, 1980 г. Добыча = 1,8. Пейзаж материковой части крупнейшего в мире н-г месторождения «Северное». Катар прекратил свое членство в ОПЕК в январе 2019 г. Катар – первая страна в мире по ВВП на душу населения

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru



Эквадор, 1990 г. Добыча = 0,5. Флаги стран-членов в 1990 г. В 2020 г. страна в очередной раз вышла из ОПЕК



Индонезия, 1974 г. Добыча = 0,7. Первая нефтяная марка страны. Индонезия не выходит из ОПЕК, но уже дважды приостанавливает своё членство



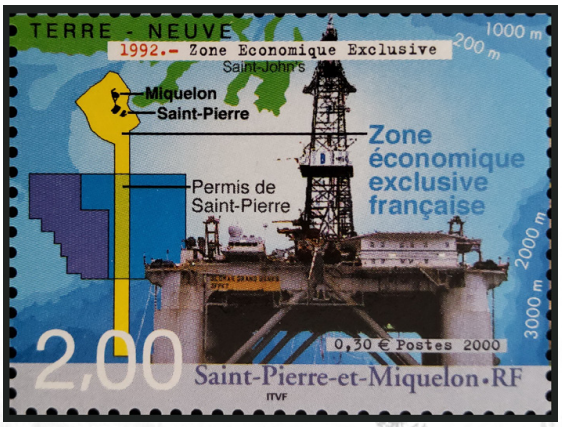
Индия, 1989 г. Добыча = 0,7. В честь 100-летия открытия первого нефтяного месторождения Дигбой в штате Ассам



Австрия, 1980 г. Добыча = 0,01. Памятный выпуск к 50-летию добычи нефти (месторождении Андерклаа). В Вене – штаб-квартира ОПЕК



Румыния, 1967 г. Добыча = 0,1. Марки страны богаты нефтепромышленными сюжетами, но нефтяная вышка на растиражированном гербе вывела Румынию в число лидеров по количеству «нефтяных» марок



Сен-Пьер и Микелон, 2000 г. Добыча = 0,0. Карта исключительной экономической зоны заморской территории Франции и платформа поисково-разведочного бурения Сейбл. Нефть, как надежда

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru