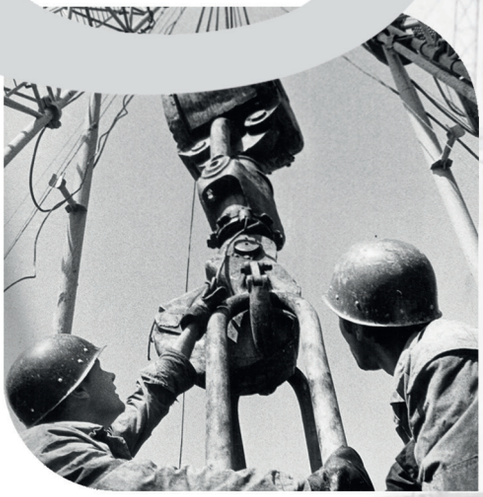
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 25. № 1. 2023

www.geors.ru



75 ЛЕТ ТЮМЕНСКОЙ ГЕОЛОГИИ

В НОМЕРЕ:

• Освоение Западной Сибири – проект государственного масштаба второй половины XX века 3
А.М. Брехунцов, В.Н. Битюков

• Они создали энергетическую безопасность России 13
С.Г. Кузьменков

СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА 22.03.2023

Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

В первом квартале 2023 года окончательно оформились векторы трансформации двух бюджетообразующих георесурсов России – нефти и газа. Если в прошлом году, в силу инерционности национальной экономики, еще и были надежды, что «пронесет», то уже в начале 2023 года в рамках правительственного часа в Госдуме РФ министр энергетики РФ Н. Шульгинов заявил: «… добыча газа в РФ продолжит снижение …», а вице-премьер А. Новак подтвердил, что «…будет сокращение нефтедобычи на 0,5 миллиона баррелей в сутки до июня 2023 года включительно…». Иллюзии исчезают одна за другой.

Сработали ранее не учитываемые факторы: введенные эмбарго на российскую нефть и нефтепродукты, потолок нефтяных цен, отключение стран ЕС от трубопроводного газа, теплая зима в Европе, замещение российских поставщиков УВ-сырья арабскими странами, рост сланцевой добычи нефти и газа в США и другое.

Однако, увы, но есть опасение, что «угнетение» российского нефтегаза продолжится. Дополнительно к прошлогодней потере 110 млрд м^3 на утраченном премиальном рынке ЕС, добыча газа в 2023 году, по разным оценкам, может снизиться еще на 30–40 млрд м^3. В этой связи выглядит вполне понятным отчаянное стремление «пристроить» высвободившиеся 50 млрд м^3 к поставкам газа по будущему газопроводу «Сила Сибири-2» в Китай. И даже сделано заявление, что «…почти все параметры соглашения о строительстве газопровода уже согласованы…». Однако из-за этого «почти» интрига с его реализацией только разгорается.

На нефтяном рынке также без перемен. Доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов сокращены вдвое. Три главных дружественных покупателя – Китай, Индия, Турция – несмотря на огромные скидки в цене, также не радуют, на фоне восхвалений и заверений в преданности. И есть опасение, что доходы от продаж, видимо, сократятся ещё на треть – ведь именно эти 30 % отечественного черного золота покупали индийцы. «Теневой» флот танкеров, как летучие «голландцы», совершает долгие пробеги по просторам Мирового океана, чтобы найти покупателя в самых удаленных уголках Земли.

И уже по традиции, о позитивных новостях.

Текущий выпуск журнала посвящен знаменательному событию – 75-летию Тюменской геологии. В процессе формирования этого выпуска и редактирования статей пришло осознание того, что это был «золотой век» советской геологии. Не надо думать, что открытия давались легко, а работа была сплошным праздником. Разглядывая фотографии людей, причастных к открытию нефти и газа в Тюменской области, понимаешь, что они делали свою работу честно, профессионально и говорили не то, что от них хотели услышать, а то, что они считали правильным. Это, и сегодня актуальное качество, было дано не каждому. Как результат – многие месторождения носят их имена. Главному редактору посчастливилось с некоторыми из них быть знакомым и работать под их руководством.

В этом выпуске размещены статьи, в которых рассматриваются исторические аспекты, приведшие к величайшему открытию XX века – Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, изучаются актуальные проблемы текущего развития минерально-сырьевой базы этого богатейшего региона страны.

Уже несколько десятилетий первый выпуск журнала выходит в преддверии нашего профессионального праздника – Дня геолога. Для всех нас, геологов, это не просто первый выходной день апреля, это повод встретиться с друзьями-коллегами и сказать – Я жив! Я геолог! Я счастлив!

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. 25. № 1. 2023

Содержание

Слово Главного редактора
Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен
А.В. Соколов

Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа Западной Сибири

Освоение Западной Сибири – проект государственного масштаба второй половины XX века 3
А.М. Брехунцов, В.Н. Битюков

Они создали энергетическую безопасность России 13
С.Г. Кузьменков

Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря 15
А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров (мл.), Е.Г. Грамматчикова

Ведущая роль Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института в освоении нефтегазового потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и развитии минерально-сырьевой базы страны 24
В.Н. Бородкин, М.В. Комгорт, И.И. Нестеров (мл.)

Ретроспективный анализ эффективности поисково-разведочных работ на предприятиях «Главтюменьгеология» в 1960–1990 гг. в Широтном Приобье как основа планирования поисково-разведочного бурения 36
А.В. Соколов

Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири 45
А.В. Соколов, А.В. Шубина

Проблемы реализации нефтегазового потенциала баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре 51
Е.Е. Оксенойд, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, М.В. Новиков, Т.Н. Печерин

Ресурсная база углеводородов территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и пути ее развития 60
Е.В. Олейник, С.Г. Кузьменков, М.В. Новиков, Е.Е. Оксенойд, Л.М. Захарова, Е.В. Икон, В.Г. Поповская

Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря 67
В.Л. Шустер, А.Д. Дзюбло

Георесурсы и филателия

Георесурсы и филателия: Сибириада 75
В.В. Соколов

**Полная версия выпуска № 1, 2023 содержится на сайте: www.geors.ru*

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

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

- **Второй квартиль Q2** по данным SCImago (SJR) (в 2021 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

- 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 30.03.2023. Тираж 1000. Цена: бесплатно. 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

© 2023 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. 25. № 1. 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ

Информация от Издателя

«Белый список» научных изданий от Минобрнауки РФ

Межведомственная рабочая группа Министерства науки и высшего образования России, в состав которой вошли представители РАН, Российского центра научной информации (РЦНИ), крупнейших отечественных вузов и научных организаций, провела отбор и утвердила перечень авторитетных научных изданий – «**Белый список**».

В ноябре 2022 года «Белый список» научных журналов опубликован на сайте РЦНИ: https://journalrank.rcsi.science/. В него вошли издания, публикации в которых будут учитываться при оценке результативности научных организаций и отдельных коллективов. В «Белый список» вошло порядка 30040 журналов (из всех стран), индексируемых как в зарубежных базах данных WoS и Scopus, так и в российском Russian Science Citation Index (RSCI).

Журнал Георесурсы включен в Scopus и Web of Science (ESCI) и, соответственно, включен в «Белый список».

Отдельно необходимо уточнить про работу Высшей аттестационной комиссии по **ранжированию Перечня ВАК**. В Информационном письме ВАК при Минобрнауки России от 6 декабря 2022 № 02-1198 «О категорировании Перечня рецензируемых научных изданий» указано:

«Обращаем внимание, что на основании рекомендации ВАК журналы, входящие в международные базы данных Web of Science, Scopus, MathSciNet, Chemical Abstracts, Springer или GeoRef и перечень журналов RSCI, приравниваются к изданиям категории К1...».

Содержание

Геолого-геохимические и геофизические исследования

Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) 102
М.О. Федорович, А.Ю. Космачева

История генерации углеводородов в куонамском комплексе Северо-Тунгусской нефтегазоносной области 102
Е.Е. Ярославцева, Л.М. Буриштейн

Первые данные о Th–REE минерализации в магматических породах основного-ультраосновного состава западного склона Южного Урала 102
С.Г. Ковалев, С.С. Ковалев

Микроструктурные преобразования набухающих глинистых минералов 102
М.Г. Храмченков, Ф.А.Трофимова, Р.М. Усманов, Р.Э. Долгополов

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации 102
Р.А. Зайцев, Д.А. Мартюшев

Оценка оптимальных условий расположения горизонтальных скважин-фишбонов в условиях разработки месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа 102
А.В. Серяков, М.Ю. Подбережный

Представление поля давления и потоков в окрестности горизонтальной скважины на основе мгновенных точечных источников 102
Р.И. Нафиков, А.А. Саламатин

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. 25. Is. 1. 2023

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: Alexander Nikolaev
Translator: Alexander Muraviev. Web-editor: Artur Sabirov

Publisher: Georesursy JSC
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);**
- **DOAJ;**
- **CAS databases;**
- **GeoRef database;**
- **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: March 30, 2023

© 2023 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy JSC

Table of Contents

Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields in Western Siberia

The development of Western Siberia is a state scale project of the second half of the 20th century 3
A.M. Brekhuntsov, V.N. Bityukov

They provided the energy security of Russia....13
S.G. Kuzmenkov

Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf....15
A.M. Brekhuntsov, I.I. Nesterov (Jr.), E.G. Grammatchikova

The leading role of West Siberian Research and Geological Oil Exploration Institute in the development of the oil and gas potential of the West Siberian oil and gas province and the development of the country's mineral resource base....24
V.N. Borodkin, M.V. Komgort, I.I. Nesterov (Jr.)

Retrospective analysis of prospecting and exploration efficiency at the Glavtyumengeologia in 1960–1990 in the Shirotny Ob region as the basis for planning prospecting and exploration drilling....36
A.V. Sokolov

Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia 45
A.V. Sokolov, A.V. Shubina

Problems of oil and gas potential realization in Bazhenov-Abalak play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra....51
E.E. Oksenoyd, V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, M.V. Novikov, T.N. Pecherin

The resource base of hydrocarbons in the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra and ways of its development....60
E.V. Oleynik, S.G. Kuzmenkov, M.V. Novikov, E.E. Oksenoyd, L.M. Zakharova, E.V. Ikon, V.G. Popovskaya

Substantiation of the prospects to discover large oil and gas accumulations in the Jurassic and pre-Jurassian deposits on the Kara Sea shelf....67
V.L. Shuster1, A.D. Dzyublo

Georesources and philately

Georesources and philately: Siberiade....75
V.V. Sokolov

ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.1

УДК 550.8:553.98(571.1)

Освоение Западной Сибири – проект государственного масштаба второй половины XX века

А.М. Брехунцов[*]*, В.Н. Битюков*

ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», Тюмень, Россия

Освоение Западной Сибири – один из наиболее масштабных научно-производственных и социально-экономических проектов страны в XX веке. Государственный подход, научное обоснование, производство необходимого оборудования, организация транспорта и геологоразведочные работы увязывались в единый комплексный проект союзного масштаба. В составе Министерства геологии СССР было создано Главное управление по разведке нефти и газа, а 15 января 1948 года был подписан приказ об организации в Тюмени первой нефтеразведочной экспедиции. В январе 1950 года научно-техническим советом Министерства геологии СССР был принят генеральный план изучения и освоения Западно-Сибирской плиты, в том числе размещение на ее территории 26 опорных скважин, региональных сейсмических профилей и проведение поисковых работ в районе опорных скважин. В результате были открыты газовые месторождения Березовского района, а несколькими годами позже нефтяные Шаимское, Мегионское и Усть-Балыкское. Эффективная организация работ и государственный подход позволили в короткие сроки открыть крупные запасы нефти в Широтном Приобье и уникальные запасы природного газа на севере Западной Сибири. В декабре 1963 года было принято специальное постановление Совета Министров СССР о подготовке к пробной эксплуатации месторождений, о создании инфраструктуры для развития геологии и нефтедобычи, научно-исследовательского и индустриального институтов. Достижения геологов обеспечили необходимую базу для создания крупнейшего топливно-энергетического комплекса. С ним связывалось социальное и экономическое развитие региона и страны в целом.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, геологоразведочные работы, месторождения нефти и газа, опорное бурение, нефтеразведочная экспедиция, добыча нефти и газа

Для цитирования: Брехунцов А.М., Битюков В.Н. (2023). Освоение Западной Сибири – проект государственного масштаба второй половины XX века. *Георесурсы,* 25(1), с. 3–12. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.1

Введение

Открытие и освоение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) – один из наиболее масштабных научно-производственных и социально-экономических проектов нашей страны в XX веке (рис. 1). До 50-х годов Западная Сибирь оставалась в основном сельскохозяйственной территорией на юге. Население севера в двух округах – будущих мировых центрах нефтегазодобычи – составляло всего около 60 тысяч постоянных жителей.

Выявленные запасы нефти и газа позволили создать мощную минерально-сырьевую базу, за короткий срок был сформирован крупнейший в СССР топливно-энергетический комплекс. Страна вышла в лидеры по разведанным запасам и добыче углеводородного сырья, получила необходимые ресурсы для развития народного хозяйства, в том числе, огромной малозаселенной и хозяйственно неосвоенной территории Тюменской области. На территории региона выросли новые города, организованы новые производственные и транспортные предприятия, научные и учебные центры.

Государственный подход

Государственный приоритет в исследовании недр приблизил открытие и применение нефти и газа в энергетике и химическом производстве. Определение цели и постановка задач сделали работу по формированию в стране новой минерально-сырьевой базы максимально организованной. Государственный подход обеспечивал достижение результата.

Научное обоснование и производство необходимого оборудования, станков, инструмента, организация транспортной инфраструктуры и непосредственно геологоразведочные работы увязывались в единый комплексный проект союзного масштаба.

Наука была частью производственного процесса: в состав производственного предприятия Главтюменьгеология входили научно-исследовательские институты ЗапСибНИГНИ, ЗапСибБурНИПИ и ЗапСибВНИИГеофизика. Наука была интегрирована с производством на общесоюзном уровне. Всего в состав Министерства геологии СССР в 80-е годы входили 42 научно-исследовательских и проектных института.

30–40-е годы – начало работ

В начале 1931 года на чрезвычайной сессии Академии наук Иван Михайлович Губкин высказался о необходимости поисков нефти на восточном склоне Урала.

[*] Ответственный автор: Анатолий Михайлович Брехунцов
e-mail: ntc@mnpgeodata.ru

© 2023 Коллектив авторов

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

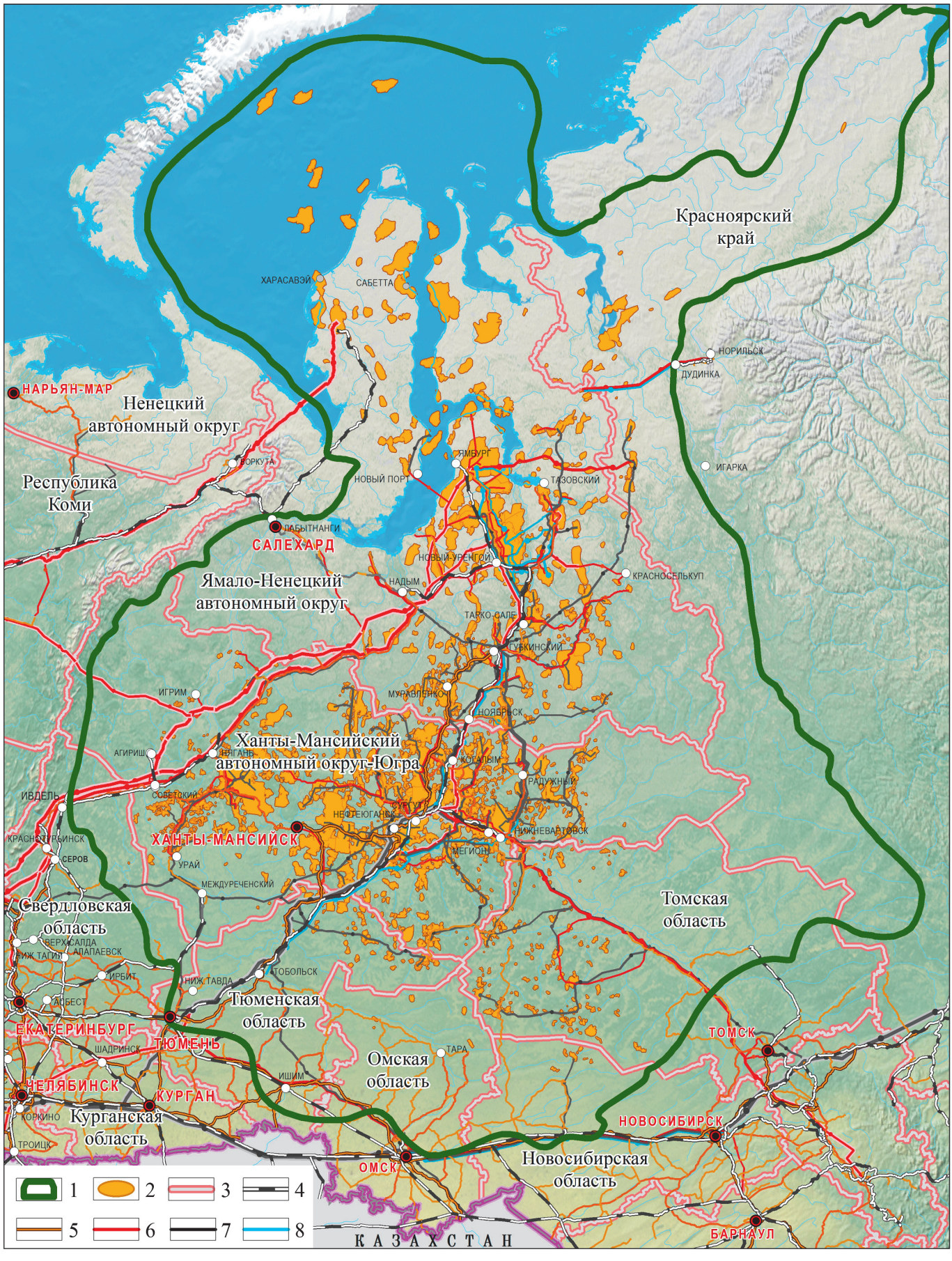


Рис. 1. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция: 1 – граница Западно-Сибирской НГП; 2 – месторождения углеводородного сырья; 3 – административные границы областей, округов; 4 – железные дороги; 5 – автодороги; 6 – газопроводы; 7 – нефтепроводы; 8 – конденсатопроводы

В интервью газете «Правда» 14 июня 1932 года, озаглавленном «О новых данных о богатейших запасах нефти на востоке» он предлагал: «…необходимо вдоль всего восточного склона Урала произвести ряд разведочных работ. Необходимо в первую очередь пустить геофизику, гравиметрию, сейсмометрию. Нужно поперек восточного склона Урала сделать ряд геофизических ходов, а за ними пустить ряд буровых скважин, чтобы данные геофизики проверить данными глубокого бурения… Перспективы и значение разработки нефти в этих районах огромны. Добыча в этих районах может обеспечить не только потребности Урало-Кузнецкого комбината, но и всего народного хозяйства СССР» (Нефть и газ Тюмени в документах, 1971).

Иван Михайлович Губкин – академик (1928), начальник Главного геологического управления (1930), директор Московского нефтяного института (1930), директор Института горючих ископаемых Академии наук СССР (1934), вице-президент Академии наук СССР (1936)

Вторая советская пятилетка (1933–1937 гг.) стала значимым этапом для исследователей Западной Сибири. В геологическом изучении Севера большая роль отводилась Обскому тресту Главного управления Северного морского пути. Намеченные капиталовложения наряду с развитием пассажирского и промыслового флота предусматривали финансирование горного дела. Авиагруппа полярной авиации Главсевморпути направляла самолеты на север области, начал действовать аэропорт в г. Тюмени.

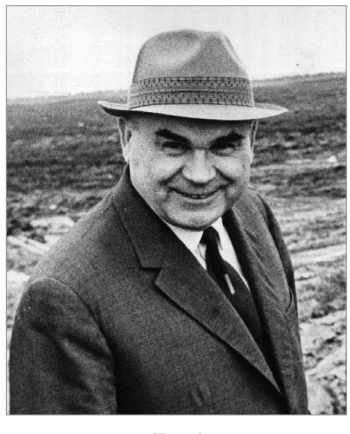
С целью выявления характера выходов нефти, обнаруженных вдоль рек Большой Юган и Белой, в январе 1935 года в Сургутский и Верхне-Тавдинской районы, в то время Омской области, отправляется геологоразведочная экспедиция треста «Востокнефть» (Нефть и газ Тюмени в документах, 1971). В телеграмме, направленной из Сургута в редакцию областной газеты «Советский Север», руководитель экспедиции В.Г. Васильев напишет: «Указание выхода нефти Югане подтвердилось тчк Необходимы детальные геологоразведочные работы тчк Геолог Васильев». Результаты работ были представлены в Москве на конференции геологов Западной Сибири под председательством академика И.М. Губкина.

В резолюции XVIII съезда Всесоюзной коммунистической партии (б) по «Третьему пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР» (1938–1942 гг.) была поставлена задача «…обеспечить развертывание геолого-поисковых и разведочных работ в новых районах добычи нефти: между Волгой и Уралом, в Сибири, на Дальнем Востоке, на Украине, в Средней Азии и Казахской ССР» (XVIII съезд Всесоюзной коммунистической партии (б), 1939).

Одним из первых о необходимости поиска Западно-Сибирской нефти заявил В.М. Сенюков, заместитель начальника Главного геологического управления Наркомата топливной промышленности СССР. В.М. Сенюков был одним из инициаторов внедрения в практику геологоразведочных работ на нефть и газ метода опорного глубокого бурения. Им был разработан план строительства 21 опорной скважины на территории СССР, три из которых планировалось пробурить в Тюменской области (Березовская, Тазовская и Покурская) (Козловский, 2018).

В 1940 году в Западно-Сибирской низменности планировалось подготовить к заложению несколько скважин с целью поиска нефтяных залежей в мезокайнозое и палеозое.

В формулировании задач и их реализации в те годы стояли люди государственного мышления. В первую очередь, это заместитель, а затем народный комиссар нефтяной промышленности СССР Н.К. Байбаков; председатель Комитета по делам геологии при Совете Народных Комиссаров СССР (СНК) И.И. Малышев; начальник Главгеологии Народного комиссариата топливной промышленности СССР (Наркомтопа) В.М. Сенюков; главный геолог Главнефтеразведки Наркомтопа Г.Х. Дикенштейн; начальник бюро «Сибнефти» Главгеологии Наркомтопа Г.Е. Рябухин; а также ответственные работники Западно-Сибирского геологоразведочного треста Наркомтопа, Западно-Сибирского геологоразведочного управления, Комитета по делам геологии при СНК СССР, Государственного Союзного геофизического треста, Союзгазразведки, Нефтегазосъемки, Нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института Наркомтопа (НГРИ), Западно-Сибирского филиала Академии наук СССР, Геологического института Академии наук СССР, Томского



Николай Константинович Байбаков – начальник Главного управления по добыче нефти Востока Наркомата топливной промышленности СССР (1939), народный комиссар нефтяной промышленности СССР (1944), министр нефтяной промышленности СССР (1948), Председатель Государственной комиссии Совета министров СССР по перспективному планированию народного хозяйства (1955), Председатель Госплана РСФСР (1957), Председатель Госплана СССР (1965)

Илья Ильич Малышев – председатель Комитета по делам геологии при Совете народных комиссаров СССР (1939), министр геологии СССР (1946)

Георгий Евгеньевич Рябухин – начальник нефтепоисковых геологических партий Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ) (1931), главный геолог Усть-Енисейской нефтепоисковой экспедиции Главсевморнефти (1936), начальник бюро Сибнефти Главгеологии Наркомтопа (1941), руководитель тем и экспедиций Московского филиала ВНИГРИ (1945), декан нефтяного факультета, заведующий кафедрой геологии нефти Свердловского горного института им. В.В. Вахрушева (1951), профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа МИНХ и ГП им. И.М. Губкина (1960)

индустриального института, Томского государственного университета.

Энтузиасты сибирской нефти получили гарантии на проведение полного цикла работ – от геофизических исследований до глубокого бурения. В Сибирь направлялось 50 геологических, геофизических и топографических партий, в 10 районах приступали к глубокому бурению. Отмечалось, что грандиозная по площади Западно-Сибирская низменность – одна из самых перспективных геологических областей в Сибири по нефтеносности.

Развернуть поиски в тех масштабах, которые планировались, помешала война. Однако геологическая служба страны не свертывала своей деятельности. В июне 1942 года начальник Главнефтеразведки Г.Е. Дикенштейн подписал приказ «О форсировании нефтеразведочных работ на нефть в Западной Сибири». В 1946 году Комитет по делам геологии был преобразован в Министерство геологии СССР. Министром был назначен Илья Ильич Малышев, работавший в 1930-е годы заместителем И.М. Губкина в Главном геологическом управлении Наркомата топливной промышленности. В составе Министерства был создан целый ряд геологических управлений, в том числе Главное управление по разведке нефти и газа, которому было поручено усилить нефтегазопоисковые работы на территории Сибири.

Программу бурения опорных скважин правительство принимало специальным постановлением № 115 от 24 января 1947 года. В течение двух лет правительство подкрепило этот документ несколькими важными решениями, которые касались системы оплаты труда, выпуска долот для бурения скважин, развития геофизики, увеличения обработки керна, научного сопровождения работ. Под опорное бурение был организован Московский филиал Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ).

Совет Министров СССР принял также целевую программу поисково-разведочных работ в восточных районах страны (Постановление № 3573 от 14 октября 1947 года) и возложил ее реализацию на Министерство геологии СССР. Эти два постановления 1947 года о развертывании региональных геологоразведочных работ стали поворотным пунктом в энергетической политике страны.

В канун 1948 г. министр геологии СССР И.И. Малышев утвердил решение о бурении опорных скважин и проведении комплексных геофизических работ (гравиметрия, магнитная съемка, региональные электроразведочные и сейсморазведочные работы). Первоочередными были районы городов Тюмень, Барабинск, Колпашево, Тавда, Тобольск, Тара, районы в среднем течении рек Кеть, Васюган и Вах, в устье рек Иртыш и Вах (70 лет Тюменской геологии, 2018).

Тюменская нефтеразведочная экспедиция

15 января 1948 года был подписан приказ об организации в Тюмени первой нефтеразведочной экспедиции. Этот приказ стал историческим, с него и с города, где получила прописку экспедиция, начиналась Большая Тюменская геология.

Тюменскую опорную скважину Р-1 бурила специально командированная бригада из треста «Грознефть». Ее возглавлял опытный мастер Борис Никитович Мелик-Карамов**,** в составе бригады бурильщики Худаверды Фатали-оглы Кулиев и Рубен Капрелович Булатов, помощник бурильщика Андрей Ильич Обухов. В Тюмени был принят бурильщиком IV разряда Николай Иванович Григорьев, ставший впоследствии легендой тюменской геологии, Героем Социалистического Труда (70 лет Тюменской геологии, 2018).

Испытание скважины Р-1 проводилось с октября 1950 г. по январь 1953 г. под руководством главного геолога Тюменской геологоразведочной экспедиции М.В. Шалавина. Во время практики на этой скважине работал помощником бурильщика студент геологоразведочного факультета Азербайджанского индустриального института Фарман Салманов.

В январе 1950 года научно-техническим советом Министерства геологии СССР был принят генеральный план изучения и освоения Западно-Сибирской плиты, в том числе размещение на ее территории 26 опорных скважин, региональных сейсмических профилей и проведение поисковых работ в районе опорных скважин.

Основной объем работ планировался в южных районах, вдоль «культурной полосы» транссибирской магистрали. Здесь можно было найти рабочие кадры, существовали дороги. Районы севернее 62 широты не рассматривались. А именно в том направлении нарастала мощность перспективных мезо-кайнозойских отложений. По настоянию Н.Н. Ростовцева план был скорректирован на самом высоком уровне. На севере области разрешалось бурение четырех опорных скважин в дополнение к запланированным ранее. Первую заложили в Ханты-Мансийске. В том же году Колпашевской экспедицией Новосибирского треста было начато бурение опорной скважины в селе Покур Сургутского района.

Николай Никитич Ростовцев – старший научный сотрудник отдела по Ленинградской группе сектора опорного бурения, начальник Западно-Сибирской экспедиции Всесоюзного геологического института ВСЕГЕИ (1949–1958), начальник отдела (1958), директор Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья СНИИГГиМС (1962), директор Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института ЗапСибНИГНИ (1964)

Планы по ликвидации работ и первые открытия

Период с 1951 по 1960 год можно охарактеризовать, прежде всего, как период первых открытий, сыгравших решающую роль в определении направлений поиска нефти и газа. В Тюменской области был организован трест по поискам и разведке нефти и газа «Тюменьнефтегеология». Все чаще стали появляться материалы о перспективных районах на Севере. Примечательны, в связи с этим, документы 1952 года Северной геологической экспедиции Западно-Сибирского филиала Академии наук, в частности отчет, в котором в качестве практических предложений Министерству геологии рекомендуются комплексные геофизические исследования вдоль строящейся дороги Салехард – Игарка (501 стройки ГУЛага), а также по долинам рек Таз, Пур и Надым. Указывалась необходимость опорного бурения около Надыма и Тарко-Сале, строительства глубоких скважин в районах Салемала, Ныды, Нового Порта, Самбурга и Тибей-Сале.

Однако геологоразведка в тот период наткнулась на серьезные организационные трудности, связанные со сменой руководства в стране. Законом от 15 марта 1953 года Министерство геологии было упразднено (Сборник законов…, 1956). Все работы по опорному бурению были переданы в Министерство нефтяной промышленности, которое считало нецелесообразным финансирование поисков нефти и газа в центральных и труднодоступных северных районах Сибири и предлагало направить геолого-поисковые работы в южные районы, где были выявлены структуры. Предлагалось полностью ликвидировать нефтепоисковые работы в заполярной части СССР и на севере Западно-Сибирской низменности.

Последовал ряд организационных мероприятий. Ханты-Мансийская геофизическая экспедиция была передана в состав Тюменской. Прекращено бурение Ханты-Мансийской и Покурской опорных скважин, не достигших проектной глубины. Такая же участь ожидала и Березовскую опорную скважину, которую бурили с 1952 года. Буровая партия уже начала передавать кадры и имущество Тюменской геофизической экспедиции (70 лет Тюменской геологии, 2018).

Однако 21 сентября 1953 года на скважине ударил газовый фонтан. Геологов, уже уходящих с севера со всем своим имуществом, было решено немедленно вернуть и работы продолжить. Позднее в своих мемуарах Н.К. Байбаков напишет: «Газ Березова поставил последнюю точку в спорах ученых о перспективности Западной Сибири. Даже, пожалуй, восклицательный знак» (Байбаков, 1984).

В ежегодном геологическом отчете треста «Тюменьнефтегеология» утверждалось, что «Березовская скважина является открывательницей в Сибирском Приуралье газовых и нефтяных месторождений – Сибирского Баку». Через две недели появился приказ по Союзному геофизическому тресту об организации Березовской комплексной геофизической партии. В своей записке от 15 декабря 1953 года, адресованной геологическому управлению Министерства, Главнефтегазразведке и Главнефтегеофизике, министр нефтяной промышленности Н.К. Байбаков предлагает «…увеличить на 1954 год объем геолого-поисковых и геофизических работ в северо-западной части Западно-Сибирской низменности» (Козловский, 2018).

Создается геофизический трест «Запсибнефтегеофизика». Улучшается техническое оснащение полевых партий и отрядов, геофизических организаций, растет опыт, шире привлекается авиация, и это, в конечном счете, предопределило эффективность геофизических работ и будущий успех.

В директивах по шестому пятилетнему плану на 1956–1960 годы ставится задача всемерно расширить в восточных районах страны поиски новых месторождений нефти и газа.

К концу 1956 года в Березовском районе были пробурены 23 глубокие разведочные скважины. Неудачные попытки найти здесь «большую нефть» заставят сконцентрировать геологоразведочные работы в Широтном Приобье. В Омске уже построен нефтеперегонный завод. Сырье на переработку поступает по нефтепроводу Туймазы – Иркутск из Башкирии. Сибирская нефть пока не открыта.

Планы строительства гидроэлектростанций

В мае 1956 года по инициативе Тюменского обкома КПСС состоялось первое координационное совещание

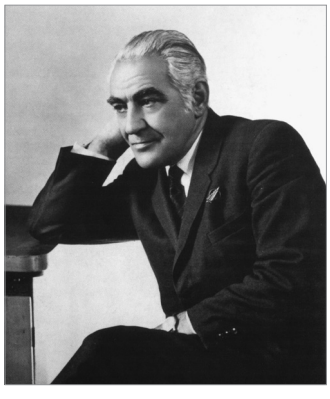
Уральского, Западно-Сибирского и Коми филиалов Академии наук СССР по вопросам изучения производительных сил Тюменской области. Рассматривался вопрос об ускорении проектирования и строительств каскада гидроэлектростанций на Оби, в том числе, в районе Салехарда – Нижне-Обской ГЭС. Это обещало получить энергию для промышленного Урала и сибирских территорий, но угрожало затоплением огромной территории площадью до 135 тысяч квадратных километров.

Совещание в том числе постановило: «Одобряя работы, выполняемые Гидропроектом Министерства электростанций СССР по проектированию Нижне-Обской ГЭС, рекомендовать… расширить круг вопросов проектирования и исследования, связанных со строительством ГЭС, привлекая для этой работы широкий круг научно-исследовательских учреждений» (Нефть и газ Тюмени в документах, 1971).

Впоследствии ученые оценили возможные результаты реализации этого проекта, ущерб стране был бы нанесен катастрофический, кратно превышающий прибыль. Геологи тогда решительно выступили против, настаивали на том, что «основой экономики Тюменской области в будущем должна быть ее нефтяная и газовая промышленность».

В письме-обращении к Тюменскому обкому КПСС в июле 1956 года руководители трестов «Запсибнефтегеофизика» и «Тюменьнефтегеология» Ю.Н. Грачев, А.Н. Ракитов, А.К. Шиленко и Л.И. Ровнин просили поставить перед ЦК КПСС и Правительством страны вопрос о «консервации или пересмотре проектов строительства Нижне-Обской ГЭС и других очередей Обского каскада гидроэлектростанций, так как территории проектируемых водохранилищ захватывали нефтегазоносные земли». Вопрос о строительстве этих ГЭС, по их мнению, следовало оставить открытым до завершения нефтепоисковых исследований на затопляемых территориях (Нефть и газ Тюмени в документах, 1971).

В октябре 1956 года трест «Тюменьнефтегеология» возглавил Рауль-Юрий Георгиевич Эрвье. Он стал одним из инициаторов объединения всех геологических и геофизических организаций в единый геологоразведочный трест (сентябрь 1957 г.), и уже в декабре трест был преобразован в Тюменское территориальное геологическое управление.



Рауль-Юрий Георгиевич Эрвье – главный инженер треста Тюменьнефтегеология (1955), начальник Тюменского территориального геологического управления, Главного Тюменского производственного геологического управления Главтюменьгеология (1957), заместитель министра геологии СССР (1977)

В 1957 году все поисково-разведачные работы на территории Сибири были изъяты из министерства нефтяной промышленности и возвращены в министерство геологии и охраны недр. В Тюмень была направлена экспертная комиссия геологов-нефтяников и геофизиков во главе с профессором А.П. Бакировым и доктором геолого-минералогических наук Н.Н. Ростовцевым, которая проанализировала геологических работы, начиная с 1948 года. В итоге министерство одобрило усиление работ на севере, южная часть Западной Сибири была признана неперспективной, также был запрещен ввод в глубокое бурение структур, подготовленных колонковым бурением, ставка делалась на более точные результаты сейсморазведки. Так был преодолен еще один барьер, ограничивающий ведение работ севернее 62 параллели.

Курс на формирование главной ресурсной базы страны

В 1958 году для поиска всех полезных ископаемых на севере Тюменской области в Салехарде была организована Ямало-Ненецкая комплесная геологоразведочная экспедиция. В состав вошли 17 специализированных предприятий и организаций. Начались планомерные геологические работы в округе. Главным геофизиком, затем начальником экспедиции, а когда организовали трест Ямалнефтегазразведка, управляющим стал Вадим Бованенко.

Особая страница того периода связана с Салмановым. Эта история стала легендой. В Сургут «инициативным образом» перебазировалась Грязненская нефтеразведка, подчиненная в то время Новосибирскому геологическому тресту. Молодой и решительный геолог Фарман Салманов самовольно увел свою геологическую партию в Сургут, уверенный в том, что там нефть. Его пытались отстранить от работы и судить, однако чтобы не нагнетать обстановку, начальство вынуждено было подписать «задним числом» приказ о переброске Грязненской разведки Салманова на тюменский север. Так появилась Сургутская партия глубокого бурения. Салманов не ошибся. Его экспедиция в 1961 году открыла первую большую нефть Приобья – Усть-Балыкское и Мегионское месторождения.

Фарман Курбан-оглы Салманов – начальник Юганской разведки структурно-поискового бурения треста ЗапСибнефтегеология (1957), начальник Сургутского участка Колпашевской конторы бурения, начальник Сургутской нефтеразведки Новосибирского территориального геологического управления (1958), главный геолог Усть-Балыкской нефтеразведочной экспедиции НРЭ (1962), начальник Правдинской НРЭ (1964), главный геолог по нефти и газу, заместитель начальника Главтюменьгеологии (1970), начальник Главтюменьгеологии (1978), заместитель министра геологии СССР (1987), президент ЗАО «Роспан-Интернейшнл» (1992)

Уже в декабре 1963 года было принято специальное постановление Совета Министров СССР о подготовке к пробной эксплуатации нефтяных месторождений, о создании инфраструктуры для развития геологии и нефтедобычи, научно-исследовательского и индустриального институтов. В 1964 году Тюменское территориальное геологическое управление (ТТГУ) и объединение «Тюменнефтегаз» успешно провели пробную эксплуатацию Шаимского, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений. Первые тысячи тонн качественной тюменской нефти отправились от причалов Шаима, Усть-Балыка, Мегиона в Омск на переработку. Это означало подтверждение научного прогноза крупных нефтегазовых запасов Западной Сибири. Тогда же престали говорить о строительстве Нижне-Обской ГЭС.

Начинался «золотой век» тюменской геологии, открывалась новая страница истории Тюменской области, которая выходила на путь создания новой нефтегазовой базы страны и комплексного развития своей территории.

Достижения геологов создали необходимую базу для ускоренного развития промышленного потенциала Западной Сибири. Перспективы развития добывающих отраслей обусловливали дальнейшее увеличение масштабов строительных работ. В апреле 1965 года одобрено проектное задание на строительство железнодорожной магистрали Тюмень – Тобольск – Сургут, в декабре вступил в строй первый нефтепровод Шаим – Тюмень.

Начало 1960-х годов проходило под лозунгами воодушевленных строителей коммунизма. Тогда мы все вместе начинали создавать его материально-техническую базу. Программа предусматривала грандиозные перемены в социальном секторе, в науке, промышленности, на транспорте. Реальный сектор экономики требовал колоссальных ресурсов, которые должна была дать геология. В этот период объем бурения составлял 500–600 тысяч метров глубоких скважин с открытием ежегодно десятков месторождений. Были открыты крупные и уникальные месторождения нефти и газа: Заполярное, Губкинское, Самотлорское, Новопортовское, Южно-Балыкское, Правдинское, Мамонтовское. Страна взяла курс на формирование в Западной Сибири главной ресурсной базы, создание на ее основе крупнейшего нефтегазового комплекса. С его созданием увязывалось социальное и экономическое развитие области.

Новый уровень Тюменской геологии

К концу 1970-х годов ведущее место в отраслевой системе страны заняла также газовая отрасль Тюменской области. В восьмидесятых удельный вес газовой промышленности Тюменской области в общесоюзной добыче составил более 90 процентов. К концу десятой пятилетки (1976–1980 гг.) добыча нефти в СССР достигла 608 миллионов тонн в год, при этом весь прирост дали сибиряки. В тот период система магистральных нефте- и газопроводов с месторождений Тюменской области увеличилась соответственно на 15 тыс. и 30 тыс. километров. Энергоресурсы были востребованы в стране, а также шли на экспорт, страна зарабатывала валюту, необходимую для внешней торговли.

В девятой и десятой пятилетках (1971–1980 гг.) тюменская геология вышла на новый уровень. Действовало пять производственных геологических объединений, два геофизических треста, тридцать нефтеразведочных экспедиций, а также сотни различных партий, отрядов, транспортных, строительных и вспомогательных подразделений. Общая численность работающих составляла почти 51 тысячу человек.

В годы одиннадцатой и двенадцатой пятилеток, последних в СССР, был взят курс на резкое наращивание основного геологоразведочного производства, число геологов превышало уже сто тысяч, а вместе с семьями это была армия численностью более 400 тысяч, управлял которой первооткрыватель сибирской нефти Ф.К. Салманов. Соответствующим образом росли и обобщающие показатели. Прирост разведанных запасов обеспечивал ежесуточную добычу миллиона тонн нефти и миллиарда кубометров природного газа с возможностью дальнейшего наращивания.

Этот этап характеризуется увеличением объемов бурения, вовлечением в поиск и разведку огромных новых территорий и более глубоких горизонтов. Объемы бурения поисково-разведочных скважин превышали два миллиона метров в год, прирост запасов превышал миллиард тонн нефти, а по газу – два-три триллиона кубометров. Стратег Салманов, наращивая объемы, сумел организовать работу по созданию ресурсной базы не только для реальной нефтегазодобычи, но и на перспективу, что позволило в дополнение к уже известным и успешно работающим в Среднем Приобье организовать новые крупные нефтедобывающие предприятия «Ноябрьскнефтегаз» и «Пурнефтегаз» в Ямало-Ненецком округе.

Оценку достижений советской геологоразведочной науки и производства в августе 1984 года дала сессия Мирового геологического конгресса, которая собрала в Москве представителей 107 стран. С 1945 года благодаря геологам добывающие отрасли вышли на исторически значимые рубежи: добыча нефти (включая конденсат) увеличилась в 32 раза до 628 млн тонн, добыча газа – до 632 млрд кубометров, почти в двести раз. Колоссальный рывок произошел после открытия тюменских месторождений. В 1990 году планировался дальнейший рост добычи до 742 млн тонн нефти и 850 млрд кубометров природного газа.

На конец 12 пятилетки геологическая отрасль была одной из самых мощных в СССР. На территории региона действовали 45 нефтегазоразведочных экспедиций (рис. 2). Только за два последних её года прирост запасов нефти составил 2 млрд тонн, газа – 2,2 трлн кубометров. Обеспечивать растущую добычу опережающим наращиванием запасов позволял тогда геологам современный потенциал их предприятий и организаций: 530 тысяч единиц основного оборудования и транспортных средств, в том числе 11105 буровых установок (из них 1647 для глубокого бурения), 76204 автомобиля, 9208 тракторов, 17 механических заводов. Численность работающих превышала 700 тысяч, кадры готовились по 220 специальностям в вузах и техникумах.

В отрасли действовало 42 научно-исследовательких института, в которых работало 39,7 тысячи человек. Геология стала самой наукоёмкой (после медицины) отраслью страны. Наиболее крупной научно-производственной организацией была дважды орденоносная

Главтюменьгеология, численность работающих в ней достигала 120–150 тысяч. На геологической карте стирались «белые пятна», вся территория была покрыта геофизической съемкой, создавалась основа для дальнейших поисков на больших глубинах. Началось изучение и промышленное освоение мирового океана, разбуривание нефтеносных структур шельфа.

Переход к рыночной экономике

Переход к рыночной экономике связан с перестройкой, которая началась в стране после 1985 года, когда Генеральным секретарем ЦК КПСС и главой государства стал М.С. Горбачев. Наметилась тенденция, которая в конечном итоге привела к развалу геологической отрасли. На волне перемен в конце восьмидесятых геология уже переставала быть государевой. Закон о предприятии, который в 1987 году на Пленуме ЦК КПСС анонсировал М.С. Горбачев, предписывал переход на демократические формы хозяйствования, самоуправление и самоокупаемость. Все сводилось к рыночным отношениям. Геологи должны были сами искать заказы для своих экспедиций и объединений, стать подрядчиками нефтяных и газодобывающих организаций. А у тех не было такой необходимости, поскольку они бесплатно получили от государства колоссальный задел запасов, подготовленный в советское время разведчиками недр. Приказом министра об упразднении Главтюменьгеологии было дано начало развалу важнейшей для страны отрасли. Ликвидация геологических предприятий началась во всей стране. Не стало и самого Министерства геологии СССР. Экспедиции, которые были базовыми для многих городов и поселений, особенно на севере Западной Сибири, переживали настоящую катастрофу. Рушилась инфраструктура, уничтожались собранные за десятки лет исследований геологические материалы, ломался уклад жизни.

Конец 80-х и начало нового десятилетия стало временем, когда уникальная геологическая система перестала существовать. Крах отрасли стал результатом действий политиков. Руководитель рыночного правительства Егор Гайдар тогда прямо заявлял, что тратиться на геологию нет смысла – уже открытых месторождений хватит на многие десятилетия. Государство практически полностью отстранилось от управления недрами, безответственно отнеслось к дальнейшему развитию своей собственной минерально-сырьевой базы.

Начиная с 1990 года, образовалась геологическая пауза в тридцать лет. То, что было разведано геологами, расходовалось, новых открытий существенных запасов нефти и газа не происходило. На территории Тюменской области решением центральной власти крупнейшие нефтяные месторождения оказались под контролем нескольких добывающих компаний, цель которых прописана в их уставах – извлечение прибыли. Пока есть высокий процент прибыли – работают, когда месторождения истощаются, интерес пропадает. А для выхода с исследованиями на неподготовленные территории требовались огромные затраты, которые могли и не оправдаться.

Относительно недолгое время для восполнения минерально-сырьевой базы формировался специальный фонд. Предполагалось, что он будет использоваться в том числе и с участием регионов для геологического исследования новых территорий, проведения поисково-разведочных работ с перспективой обеспечить ресурсами экономику на годы вперед. В тот период добывающие компании настойчиво добивались отмены отчислений в этот фонд, решив самостоятельно заниматься геологоразведкой. И, действительно, показали прирост запасов, но за счет, как правило, доразведки уже разрабатываемых месторождений или пересчета запасов.

Однако геология «доразведки и пересчета» не компенсирует выработанных запасов, такая деятельность компаний обеспечивает лишь статистический прирост, фактически ведет к повышению их капитализации, а не к увеличению запасов государства.

Заключение

Достижения тюменских геологов двадцатого века в двадцать первом веке стали гарантом повышения благосостояния европейских стран, куда экспортировались большие объемы нефти и газа из нашей страны. Если в 1970 году доля топливно-энергетических ресурсов в структуре экспорта СССР составляла 15,7 %, то в 2008 году уже 67,8 %. Зависимость страны от экспорта топливо-энергетических ресурсов в пересчете на душу населения с 1970 по 2008 год увеличилась в 280 раз.

Стратегия исследования недр – одна из заслуг советского государства. Была создана эффективная система, которая, в первую очередь, имела организационную основу, материальную базу, теоретические замыслы и практическую реализацию.

В 2021 году была принята стратегия национальной безопасности РФ, одним из основных национальных интересов признано развитие минерально-сырьевой базы. Однако при существующей организации поиска новых месторождений и воспроизводства запасов решить эту задачу вряд ли получится. По словам министра геологии СССР Е.А. Козловского (1975–1989 гг.) «России нужна новая государственная минерально-сырьевая политика, основанная на долговременной системе исследования недр, научно и организационно входящая звеном в эту систему. Геология всегда была впередсмотрящей экономики! В этом, по всей видимости, и заключается одна из первоочередных политических и экономических задач» (Козловский, 2011).

Тюменская геология, начиная с 1948 года, с создания первой нефтеразведочной экспедиции подготовила в регионе значительную ресурсную базу и заложила научные основы ее дальнейшего развития. Такого крупномасштабного освоения малообжитых территорий, отличающихся суровыми природно-климатическими условиями, ни мировая, ни отечественная практика не знала. Открытие уникальных природных богатств и целенаправленная государственная политика преобразили промышленный и социальный облик Тюменского Севера. По темпам освоения, объемам капиталовложений, сложности экономических, научно-технических и социальных задач созданный здесь Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс не имел аналогов ни в стране, ни за рубежом. На десятилетия он занял ведущее место в топливно-энергетическом обеспечении страны.

Рис. 2. Схема расположения нефтегазоразведочных экспедиций по состоянию на 1990 г.

Другим результатом преобразований явилось социальное освоение территории: за неполных три десятилетия было построено около двух десятков городов и больше 30 поселков городского типа, резко увеличилась численность населения области с 1,2 миллиона человек в середине 1960-х до 3,1 миллиона к концу 1980-х годов. В основном эти изменения затронули нефтегазодобывающие районы Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Почти в четыре раза больше стало горожан в Тюмени, город стал узловым центром, в котором сошлись железные и автомобильные дороги, воздушные и речные пути. Тюмень превратилась в крупный промышленный центр, форпост большой науки и студенческую столицу региона. Западная Сибирь стала гарантом экономического развития и энергетической безопасности России.

В 1973 году Председатель Совета Министров СССР А.Н. Косыгин, выступая на собрании актива Тюменской области, дал оценку работе геологов: «здесь решают вопросы, которые интересуют всю страну и которые поднимают авторитет и экономику нашей страны на очень большую высоту. И не только в экономике, но и политике. Если бы сейчас у нас не было нефти и газа, с нами бы говорили другим языком…».

Задача государства – не терять контроль за недрами, решать задачи восполнения минерально-сырьевой базы страны разведанными запасами нефти, газа и конденсата.

Литература

70 лет Тюменской геологии. Служа Отечеству (2018). Т. 1–2. Тюмень, НАО Сибирский научно-аналитический центр.

XVIII съезд Всесоюзной коммунистической партии (б) (1939). 10–21 марта 1939 г. Стенографический отчет. М: Огиз: Госполитиздат, 737 с.

Байбаков Н.К. (1984). Дело жизни: Записки нефтяника. М: Сов. Россия, 350 с.

Козловский Е.А. (2018). К истории освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html

Козловский Е.А. (2011). России нужна новая государственная минерально-сырьевая политика. *Пространство и время*, 2(4), с. 103–106.

Нефть и газ Тюмени в документах (1971). Том 1. Свердловск: Средне-Уральское книжное издательство, 480 с.

Сборник законов СССР и указов Президиума Верховного Совета СССР (1956). 1938 г. – июль 1956 г. М: Госюриздат, 500 с.

Сведения об авторах

Анатолий Михайлович Брехунцов – доктор геол.-мин. наук, директор научно-технического центра ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Немцова, д. 22

e-mail: ntc@mnpgeodata.ru

Владимир Николаевич Битюков – независимый исследователь

Россия, 625048, Тюмень, ул. Седова, д. 55, кв. 105

Статья поступила в редакцию 10.02.2023;
Принята к публикации 11.02.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

HISTORICAL REVIEW

The development of Western Siberia is a state scale project of the second half of the 20th century

A.M. Brekhuntsov[*], *V.N. Bityukov*

GEODATA JSC, *Tyumen, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Anatoliy M. Brekhuntsov, e-mail: ntc@mnpgeodata.ru*

Abstract. The development of Western Siberia is one of the most large-scale scientific, industrial and socio-economic projects of the country in the 20th century. The state approach, scientific substantiation, production of the necessary equipment, organization of transport and exploration work were linked into a single integrated state project. As part of the USSR Ministry of Geology, the Main Directorate for Oil and Gas Exploration was created, and on January 15, 1948, an order was signed to organize the first oil exploration expedition in Tyumen. In January 1950, the Scientific and Technical Council of the USSR Ministry of Geology adopted a master plan for the study and development of the West Siberian Plate, including the placement of 26 reference wells, regional seismic profiles and prospecting in the area of reference wells on its territory. As a result, the gas fields of the Berezovskiy region and the Shaimskoe, Megionskoe and Ust'-Balykskoe oil fields were discovered. Efficient organization of work and the state approach made it possible to discover large oil reserves in the Shirotny Ob region and unique natural gas reserves in the north of Western Siberia in a short time. In December 1963, a special resolution of the Council of Ministers of the USSR on preparation for the trial operation of deposits, on the creation of infrastructure for the development of geology and oil production, research and industrial institutes was adopted. Achievements of geologists have provided the necessary basis for the creation of the largest fuel and energy complex. It was associated with the social and economic development of the region and the country.

Keywords: West Siberian oil and gas province, exploration, oil and gas fields, oil exploration expedition, oil and gas production

Recommended citation: Brekhuntsov A.M., Bityukov V.N. (2023). The development of Western Siberia is a state scale project of the second half of the 20th century. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 3–12. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.1

References

70 years of Tyumen Geology. Serving the Fatherland (2018). V. 1–2. Tyumen, SibSAC. (In Russ.)

XVIII Congress of the All-Union Communist Party (b) (1939). Verbatim Report. Moscow: Gospolitizdat, 737 p. (In Russ.)

Baybakov N.K. (1984). Life's Work: Notes of an Oilman. Moscow: Sov. Russia, 350 p. (In Russ.)

Collection of Laws of the USSR and Decrees of the Presidium of the Supreme Soviet of the USSR (1956). Moscow: Gosyurizdat, 500 p. (in Russ.)

Kozlovskiy E.A. (2018). On the history of the development of the West Siberian oil and gas province. (In Russ.) https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html

Kozlovskiy E.A. (2011). Russia needs a new state mineral resource policy. *Space and Time*, 2(4), pp. 103–106. (In Russ.)

Oil and Gas of Tyumen in documents (1971). Vol. 1. Sverdlovsk: Sredne-Uralskoe knizhnoe izdatelstvo, 480 p. (In Russ.)

About the Authors

Anatoliy M. Brekhuntsov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Director of the Scientific-Technical Centre, GEODATA JSC

22 Nemtsova St., Tyumen, 625002, Russian Federation

Vladimir N. Bityukov – Independent researcher

55–105 Sedova St., Tyumen, 625048, Russian Federation

Manuscript received 10 February 2023;
Accepted 11 February 2023; Published 30 March 2023

Они создали энергетическую безопасность России

С.Г. Кузьменков
Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия
e-mail: ksg.1948@yandex.ru

2023 год является юбилейным для Тюменской геологии – 75-летие. Это не просто дата – это жизнь нескольких поколений геологов, как первооткрывателей, так и их преёмников, к числу которых я с гордостью и некоторой ностальгией по 20-му веку отношу и себя.

На архивной фотографии представлена команда главных геологов Главтюменьгеологии, запечатлённых после проведения ежегодного (фото 1987 года) рассмотрения планов геологоразведочных работ на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Главные геологи Главтюменьгеологии, 1987 г. (слева направо):
1-й ряд: Козлов О.А., Быстров Г.П., Тепляков Е.А., Пуркин Л.Б., Брехунцов А.М., Суздальцева Т.В., Ким А.И., Нестеров В.Н.
2-й ряд: Мубинов З.С., Семутин С.С., Чебышев Г.В., Копеев В.Д, Барташевич Ю.А., Катков О.И., Николаев А.Е., Н/изв., Лицкий В.П., Чикин А.С., Митрофанов В.В.
3-й ряд: Приймак П.И., Н/изв., Федчук Ф.В., Бруй А.А., Талдыкин В.А., Леонов А.Н., Шишканов Ю.М., Каримов Ф.С., Кошелев А.В., Печёрин В.П., Долгов В.И., Крайний В.И., Файзрахманов В.Н., Лоскутов С.А.
4-й ряд: Кузьменков С.Г., Н/изв., Шанаурин А.В., Бельтиков В.И., Ахметов Р.Р., Хасанов Р.Н., Н/изв., Эгамназаров Х.Э., Новиков А.П.
5-й ряд: Кутырев А.И., Конаныхин Г.А, Черняков В.Ю., Ледванов В.Е., Герасимов О.И., Подшибякин В.Т., Никулин Б.В., Яшуков А.С., Дехтярчук М.С.., Ковальчук С.В., Попов Е.В.

На планах работ присутствовали и те, кто вместе с Ю.Г. Эрвье и Ф.К. Салмановым начинал этот грандиозный проект – Тепляков Евграфий Артемьевич, Брехунцов Анатолий Михайлович, Быстров Геннадий Петрович, Ким Анатолий Иванович, Кутырев Алексей Игнатьевич, и мы – их последователи. Это они вместе со многими другими стояли у истоков БОЛЬШОЙ СИБИРСКОЙ НЕФТИ, будучи в то далекое время совсем молодыми, как и мы на фотографии, в основном 25–30-летние, но уже главные геологи, наделенные не только правом принятия ответственных решений, но и большой ответственностью за их исполнение.

Многие не выдерживали такой нагрузки и уходили, но те, кто представлен на фотографии, продолжили дело первооткрывателей. И в том, что и сегодня Тюменская нефть является экономической основой России, их, и наша, большая заслуга, о чем должны помнить сегодняшние геологи и нефтяники. На местах, в объединениях, экспедициях, научных организациях они продолжали и продолжают трудиться на благо Западно-Сибирской геологии.

К сожалению, не все главные геологи на этой фотографии поименованы. Представляется, что публикация позволит восстановить фамилии всех, кто запечатлен на этой фотографии.

Говоря о геологоразведочных работах, выполняемых Главтюменьгеологией в те годы, её объемы впечатляют и сегодня! Только на территории Югры объёмы поисково-разведочного бурения (ПРБ) в 1988 году достигли рекордных 1,7 млн м, прирост запасов по категории C_1 за счет ПРБ превысил 890 млн т при добыче в 354 млн т. За три рекордных (1987–1989 гг.) года в Югре было пробурено 4700 тыс. м ПРБ, подготовлено 2600 млн т запасов «новой» нефти по категории C_1, средняя эффективность бурения составила 350 т/м.

Для обеспечения такого объема бурения геофизиками Главка ежегодно под ПРБ подготавливалось 100–150 нефтегазоперспективных объектов, а объемы только полевых сейсморазведочных работ достигали 20–25 тыс. пог. км/год. Партии геологической интерпретации геофизических материалов базировались в тех же населенных пунктах, что и нефтеразведочные экспедиции, а порой в одном здании. Решение задач по выбору первоочередных поисковых объектов и точек заложения поисковых скважин решались геологическими службами предприятий совместно, а оперативность передачи и обмена геолого-геофизическими материалами осуществлялась незамедлительно, практически в режиме реального времени, в чем была большая заслуга руководства Главтюменьгеологии. Геологи становились НАСТОЯЩИМИ ПРОФЕССИОНАЛАМИ своего дела, а глубина их знаний в различных, но смежных дисциплинах, удивляла даже коллег из других регионов мира и республик СССР. Обмен опытом осуществлялся постоянно на симпозиумах, конференциях, научно-технических советах и других мероприятиях различного административного и научного уровней, но консолидирующим звеном принятия решений по объемам и видам работ являлось именно рассмотрение планов ГРР Главтюменьгеологии. Отмечу, что эту традицию геологи Западной Сибири сохранили, что не может не радовать.

В заключение хотелось бы поблагодарить всех ветеранов Западно-Сибирской геологии за их героический труд во благо России, поздравить с юбилейной датой и пожелать благополучия, новых открытий (а они, я в это верю, будут!) и, самое главное, мира и здоровья вам, вашим близким.

Также позвольте высказать слова признательности редакции журнала «Георесурсы» за представленную возможность разместить эту историческую фотографию.

С уважением,
геолог с 46-ти летним стажем только в Западной Сибири,
доктор геол.-мин. наук, заслуженный геолог РФ, профессор Института нефти и газа
Югорского государственного университета, г. Ханты-Мансийск
Станислав Кузьменков

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2

УДК 553.98.042(571.121)

Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря

А.М. Брехунцов[*], *И.И. Нестеров (мл.)*, *Е.Г. Грамматчикова*
ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», Тюмень, Россия

Проведен анализ состояния и изменения ресурсной базы территории Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря. Приведены данные по добыче, запасам и ресурсам газа, нефти и конденсата. Показано распределение запасов углеводородного (УВ) сырья по величине месторождений, по фондам недр и нефтегазоносным комплексам. За 20-летний период показано соотношение добычи и приростов запасов в регионе. Объемы запасов промышленных категорий региона позволяют довести годовую добычу газа до 650–750 млрд м^3, нефти – до 80 млн т. Необходимо проведение дифференцированной оценки начальных суммарных ресурсов УВ сырья по комплексу геолого-промысловых параметров.

Ключевые слова: ресурсная база, запасы углеводородного сырья, добыча, месторождения нефти и газа, Ямало-Ненецкий автономный округ

Для цитирования: Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Грамматчикова Е.Г. (2023). Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря. *Георесурсы,* 25(1), с. 15–23. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2

Введение

Север Западной Сибири – крупнейший в мире регион по запасам газа и мировая ресурсная база углеводородного (УВ) сырья, которое на долгосрочную перспективу останется основным энергоресурсом планеты. Добываемый в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) природный газ уже несколько десятилетий играет ведущую роль в экономике России и многих других стран.

Добыча газа в ЯНАО в 2021 г. достигла рекордной за все время отметки в 621 млрд м^3, а в 2022 г. была значительно сокращена за счет резкого падения экспорта в Европу. Вместе с тем, по объективным показателям на долгосрочную перспективу прогнозируется устойчиво возрастающий спрос на УВ энергоносители в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Ресурсная база ЯНАО и шельфа Карского моря обладает высоким потенциалом и имеет все предпосылки для укрепления ведущих позиций на неевропейских рынках энергоносителей.

В сложившихся условиях необходима разработка комплексной программы освоения УВ потенциала арктических областей Западной Сибири на основе системного анализа вопросов государственного регулирования, геологии, добычи, транспорта, технологии, оборудования и многих других.

Одним из важнейших разделов такой программы является анализ состояния и изменения ресурсной базы региона с целью оптимального освоения его углеводородного потенциала.

Добыча нефти, газа и конденсата в ЯНАО

За все время разработки в ЯНАО добыто 21,1 трлн м^3 природного газа (на 01.01.2022 г.). В 2021 г. добыча газа по предприятиям ПАО «Газпром» составила 452,2 млрд м^3, или 73 % годовой добычи в ЯНАО. Остальными недропользователями в округе было добыто 168,8 млрд м^3 природного газа. Таким образом, добыча газа в целом по ЯНАО в 2021 г. достигла 621 млрд м^3. Резкое падение экспорта в Европу в 2022 г. вызвало существенное, порядка 20 %, сокращение добычи Газпрома.

Наибольшие отборы газа в 2021 г. достигнуты на крупнейших месторождениях: Уренгойском (131,8 млрд м^3), Бованенковском (110,9 млрд м^3), Заполярном (105,2 млрд м^3), Ямбургском (58,0 млрд м^3), Южно-Тамбейском (30,3 млрд м^3), Южно-Русском (24,2 млрд м^3) и Юрхаровском (21,8 млрд м^3). Основное сокращение добычи в 2022 году произошло на Бованенковском, Заполярном и Ямбургском месторождениях.

Добыча нефти в 2021 г. по округу составила 36 млн т. С вводом в разработку в 2015 году Восточно-Мессояхского и Новопортовского месторождений в ЯНАО наблюдается устойчивый рост нефтедобычи. В 2015 г. было добыто 20,6 млн т. В 2018 г. и 2020 г. на трех месторождениях введены в разработку залежи высоковязких сеноманских нефтей. В 2022 г. из них на Русском месторождении было добыто 2,5 млн т, на Северо-Комсомольском – 0,9 млн т, на Тазовском – 1,1 млн т.

В 2021 г. в ЯНАО добыто 23 млн т конденсата, на 9 % больше, чем в предыдущем году. Наибольшая добыча достигнута предприятиями общества НОВАТЭК, включая совместные предприятия с обществом Газпром нефть (АО «Арктикгаз» и ЗАО «Нортгаз») – 10,1 млн т или 44 % годовой добычи конденсата в округе. Предприятиями Газпрома в 2021 г. добыто 8,7 млн т конденсата (38 %).

[*] Ответственный автор: Анатолий Михайлович Брехунцов
e-mail: ntc@mnpgeodata

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Запасы месторождений УВ сырья суши и шельфа

В ЯНАО и шельфе Карского моря по состоянию на 01.01.2022 г. открыто 241 месторождение УВ сырья: 84 нефтегазоконденсатных, 73 нефтяных, 52 газоконденсатных, 21 газовое и 11 газонефтяных (нефтегазовых) (рис. 1). 108 месторождений находятся в разработке, 133 – в разведке.

Десять месторождений расположены в акватории Карского моря: Ленинградское, Русановское, имени В.А. Динкова, Нярмейское, 75 лет Победы, имени Маршала Жукова, имени Маршала Рокоссовского, Победа полностью, Харасавэйское и Крузенштернское частично.

Десять месторождений открыты в акватории Обской губы: Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское и Северо-Обское полностью, Южно-Парусовое, Каменномысское, Геофизическое, Южно-Тамбейское, Тамбейское и Салмановское (Утреннее) частично.

Девять месторождений находятся в акватории Тазовской губы: Чугорьяхинское полностью, Северо-Парусовое, Антипаютинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Салекаптское, Перекатное, Няхартинское и Юрхаровское частично.

Начальные извлекаемые запасы свободного газа на территории ЯНАО и шельфе Карского моря на 01.01.2022 г. по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ составляют 65,3 (из них AB_1C_1 – 48,9) трлн м^3, нефти – 5,6 (AB_1C_1 – 3,6) млрд т, конденсата – 2,7 (AB_1C_1 – 1,5) млрд т. Из них в пределах суши выявлено 56,5 (AB_1C_1 – 44,3) трлн м^3 газа, 5,4 (AB_1C_1 – 3,6) млрд т нефти и 2,6 (AB_1C_1 – 1,4) млрд т конденсата.

Остаточные извлекаемые запасы свободного газа в регионе составляют 44,2 (AB_1C_1 – 27,9) трлн м^3, нефти – 4,5 (AB_1C_1 – 2,5) млрд т, конденсата – 2,4 (AB_1C_1 – 1,1) млрд т.

На шельфе региона по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ сосредоточено 19 % текущих извлекаемых запасов свободного газа, 6 % запасов конденсата и 3 % запасов нефти.

В целом по суше ЯНАО темп отбора от начальных извлекаемых запасов газа в рекордном 2021 г. составил 1,05 %, от текущих извлекаемых запасов – 1,67 %. В прошедшие десятилетия темпы отбора были еще ниже. Ресурсная база позволяла наращивать добычу, однако была выбрана стратегия стабильных уровней отбора. В условиях двукратного увеличения мирового потребления природного газа с 1991 г. по 2021 г. доля российского влияния, как страны-экспортера, с каждым годом снижалась. Ставка на европейский рынок и связанную с ним транспортную логистику в условиях отказа европейских стран от российского газа привела к существенному снижению добычи в ЯНАО в 2022 г.

Трудноизвлекаемые запасы

Доля трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) в структуре ресурсной базы ЯНАО каждый год увеличивается, соответственно, растет себестоимость добычи. Доля ТрИЗ нефти в общем объеме запасов категорий AB_1C_1 ЯНАО составляет 39 % (950,9 млн т), категорий B_2C_2 – 29 % (582,8 млн т). При этом основные ТрИЗ округа содержатся в залежах, содержащих высоковязкие нефти (30 %), связаны с низкопроницаемыми коллекторами (7 %) и маломощными пластами (2 %). Годовая добыча ТрИЗ в округе в 2021 г. составила 6,9 млн т (19,1 %).

Распределение запасов газа по величине месторождений

В ЯНАО и на шельфе Карского моря открыто 166 газосодержащих месторождений. Среди них 36 уникальных, вмещающих суммарно 56,7 трлн м^3 или 87 % начальных извлекаемых запасов свободного газа по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ (рис. 2). Доля сеноманского газа в запасах составляет 44 %.

Уникальные месторождения обеспечили 94 % (19,8 трлн м^3) накопленной добычи газа, в том числе 84 % из сеноманских отложений. В 2021 году из сеномана было добыто 539,9 млрд м^3 газа, или 87 % годовой добычи.

Крупных месторождений насчитывается 67, и они содержат 12 % (8,0 трлн м^3) начальных извлекаемых запасов газа, из них около одной трети сосредоточено в сеномане.

На долю 37 средних, 26 мелких и очень мелких месторождений приходится 0,8 % (518,8 млрд м^3) и 0,1 % (64,7 млрд м^3) начальных запасов свободного газа региона, соответственно.

Распределение запасов нефти по величине месторождений

В ЯНАО и Карском море запасы нефти учтены по 168 месторождениям. Среди них два уникальных с начальными извлекаемыми запасами нефти по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ – Русское (458,1 млн т) и Восточно-Мессояхское (373,9 млн т). В отличие от уникальных газосодержащих доля запасов уникальных нефтесодержащих месторождений составляет лишь 15 % от общей величины нефтяных запасов региона (рис. 3). Наибольший объем (70 %) начальных извлекаемых запасов нефти сосредоточен в 39 крупных месторождениях (3,9 млрд т). На долю 53 средних по запасам месторождений приходится 13 % начальных извлекаемых запасов нефти (703,8 млн т). Суммарные начальные извлекаемые запасы нефти 74 мелких и очень мелких по запасам месторождений составляют 126,4 млн т (2 %). Средняя величина запасов нефтяных месторождений в ЯНАО составляет 33,2 млн т.

Начальные суммарные ресурсы УВ сырья

Начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородного сырья ЯНАО и шельфа Карского моря в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) по состоянию на 01.01.2017 г. составляют (табл. 1):

- свободный газ – 156 трлн м^3, в том числе шельф Карского моря и акватории речных губ – 38,4 трлн м^3;
- нефть – 14,9 млрд т, в том числе шельф – 1,5 млрд т;
- конденсат – 9,5 млрд т, в том числе шельф – 2,1 млрд т.

Оценка подготовленных (категория D_0) извлекаемых ресурсов свободного газа и конденсата ЯНАО и шельфа Карского моря составляет 22,4 трлн м^3 и 2,1 млрд т, соответственно (табл. 2). Наибольшая их часть оценена на полуострове Ямал, значительно меньше – в Надым-Пур-Тазовском регионе и полуострове Гыданский. Максимальные объемы подготовленных ресурсов нефти оценены в Надым-Пур-Тазовском регионе, меньше – на юге округа и на Гыдане.

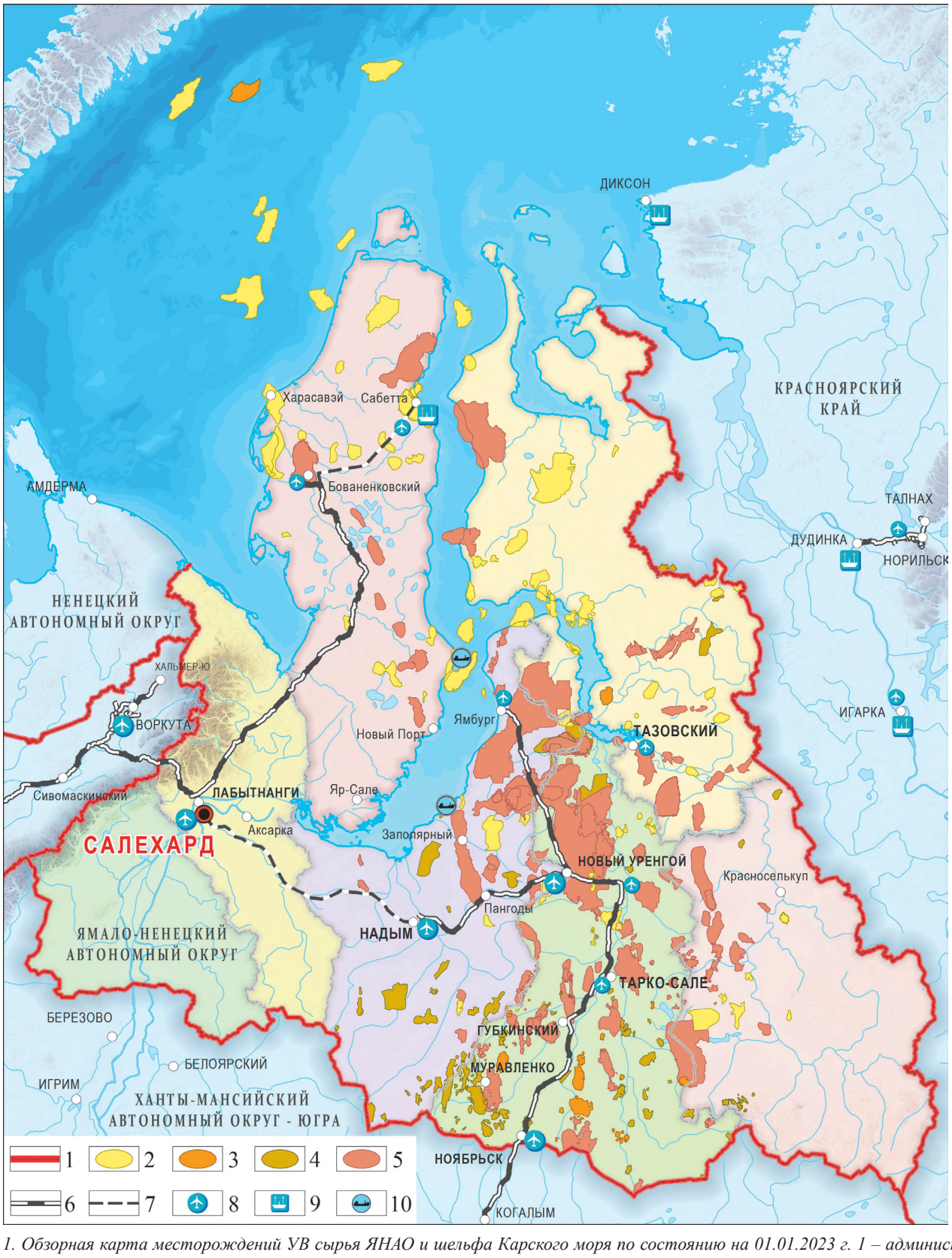


Рис. 1. Обзорная карта месторождений УВ сырья ЯНАО и шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2023 г. 1 – административные границы областей, округов; месторождения УВ сырья: 2 – газовые, газоконденсатные, 3 – газонефтяные, нефтегазовые, 4 – нефтяные, 5 – нефтегазоконденсатные; железные дороги: 6 – существующие, 7 – проектируемые; 8 – аэропорты, 9 – порты, 10 – нефтяные терминалы

Основные газопоисковые объекты в регионе приурочены к среднеюрским отложениям, суммарная оценка которых составляет 5,9 трлн м^3. Близкие суммарные оценки подготовленных ресурсов свободного газа имеют неокомский (4,2 млрд м^3), нижнеюрский (4,2 млрд м^3) и апт-альбский нефтегазоносный комплекс (НГК) (4,0 млрд м^3), ачимовские пласты оценены 2,9 трлн м^3. Сеноманские объекты оцениваются суммарно 672 млрд м^3, верхнеюрские – 460 млрд м^3, палеозойские – 94 млрд м^3, туронские – 45 млрд м^3, триасовые – 23 млрд м^3.

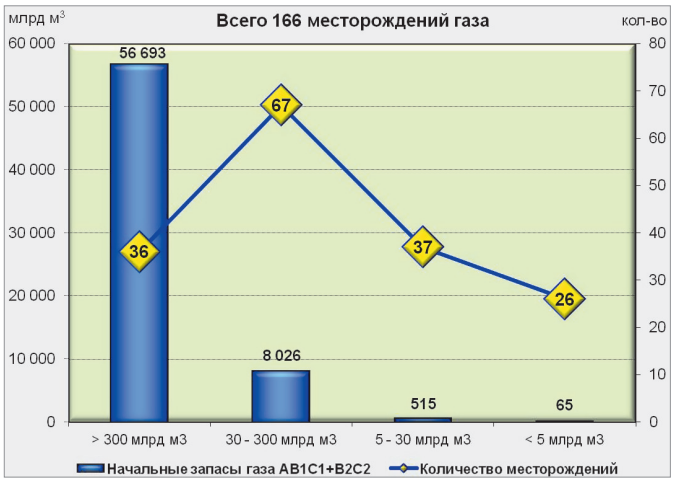


Рис. 2. Распределение начальных извлекаемых запасов свободного газа по величине месторождений ЯНАО и шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2022 г.

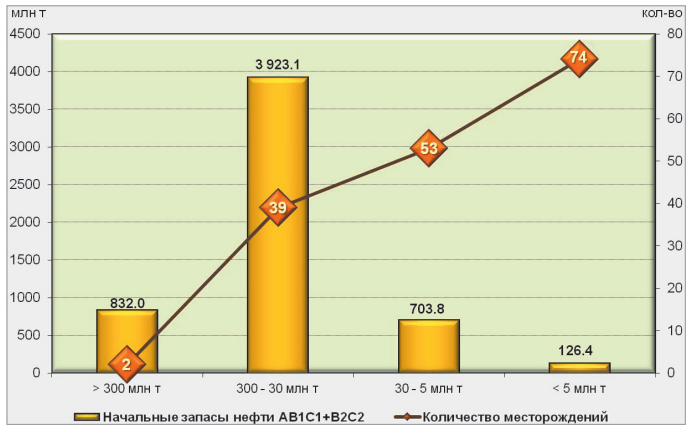


Рис. 3. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по величине месторождений ЯНАО и шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2022 г.

Главные объекты поиска нефти приурочены к неокому с суммарной оценкой 1,6 млрд т извлекаемых ресурсов. Суммарная оценка ачимовских перспективных объектов составляет 789 млн т, среднеюрских – 445 млн т, верхнеюрских – 404 млн т, нижнеюрских – 416 млн т. Значительно скромнее по нефти оцениваются апт-альбский (78 млн т), сеноманский (5 млн т) и палеозойский (0,2 млн т) НГК.

Максимальные объемы конденсата приурочены к среднеюрским объектам (873 млн т). Следующими по величине конденсатными объектами являются ачимовский (421 млн т), неокомский (367 млн т) и нижнеюрский (343 млн т) комплексы. Незначительные объемы суммарных ресурсов конденсата приурочены к верхнеюрскому (60 млн т), апт-альбскому (48 млн т), палеозойскому (4 млн т), триасовому (1,3 млн т) и сеноманскому (0,06 млн т) НГК.

Перспективные и прогнозируемые ресурсы нефти, газа и конденсата (категории D_1D_2) региона на суше прогнозируются в неструктурных условиях и связываются с глубокозалегающими горизонтами, сложенными литологически неоднородными толщами. В первую очередь, это отложения ачимовского и нижне-среднеюрского НГК.

На шельфе Карского моря максимальные ресурсы категорий D_1D_2 в Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО) приурочены к апту, в Свердрупской и Предновоземельской НГО – к апту и средней юре.

Нефтегазоносный комплекс	Подготовленные ресурсы категории D_0		
	нефть, млн т	своб. газ, млрд м^3	конденсат, млн т
Всего по ЯНАО:	3 565	22 417	2 117
в том числе:			
Туронский		45	
Сеноманский	5,2	672	0,1
Апт-альбский	78	4 031	48
Неокомский	1 627	4 216	367
Ачимовский	789	2 852	421
Верхнеюрский	404	460	60
Среднеюрский	445	5 874	873
Нижнеюрский	216	4 151	343
Триасовый		23	1,3
Палеозойский	0,2	94	3,8

Табл. 2. Распределение подготовленных извлекаемых ресурсов УВ сырья (категория D_0) по нефтегазоносным комплексам ЯНАО и шельфа Карского моря (на 01.01.2022 г.)

В акватории Карского моря пробурены единичные скважины, и главные перспективы здесь связываются с крупными высокоамплитудными структурными поднятиями.

Степень разведанности НСР свободного газа ЯНАО и шельфа Карского моря составляет 31 %, нефти – 24 %, конденсата – 15 %. Невыявленные ресурсы газа оцениваются 58 %, нефти – 63 %, конденсата – 71 % (рис. 4, 5, 6).

УВ	Накопл. добыча	Запасы		Ресурсы			НСР на 01.01.17
		AB_1C_1	B_2C_2	D_0	$D_л$	D_{1+2}	
Свободный газ, млрд м^3	21 061	27 879	16 358	22 417	15 105	53 403	156 223
в т.ч. шельф	403	4 220	4 186	4 002	3 648	21 893	38 352
Нефть, млн т	1 096	2 464	2 025	3 565	1 507	4 255	14 913
в т.ч. шельф	0,03	1,04	137	155	51	1 121	1 465
Конденсат, млн т	326	1 128	1 271	2 117	1 924	2 783	9 549
в т.ч. шельф	21	31	113	234	252	1 424	2 075

Табл. 1. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов УВ сырья ЯНАО и шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2022 г.

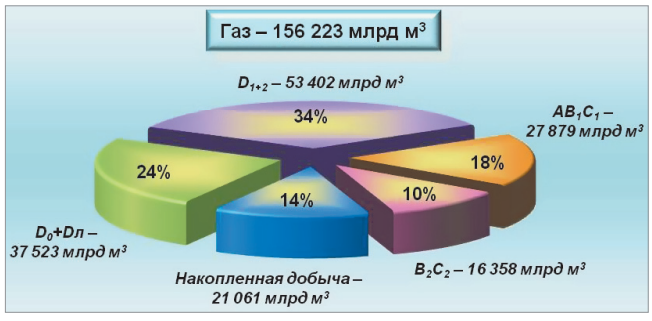


Рис. 4. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов свободного газа ЯНАО и шельфа Карского моря на 01.01.2022 г.

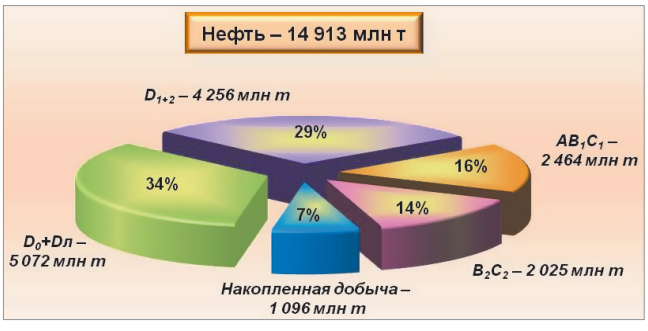


Рис. 5. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов нефти ЯНАО и шельфа Карского моря на 01.01.2022 г.

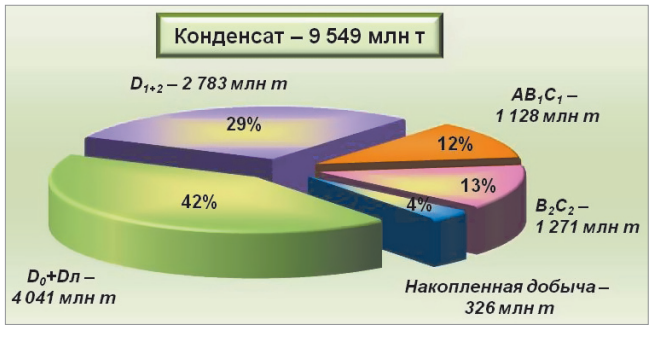


Рис. 6. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов конденсата ЯНАО и шельфа Карского моря на 01.01.2022 г.

Распределенный и нераспределенный фонды недр

На территории ЯНАО и шельфе Карского моря по состоянию на 01.01.2022 г. зарегистрировано 324 действующие лицензии: 127 на право добычи УВ сырья (НЭ), 117 с правом проведения поисково-разведочных работ и добычи УВ сырья (НР), 80 на геологическое изучение недр (НП) (рис. 7).

Из общего числа 241 месторождения УВ сырья ЯНАО и Карского моря в распределенном фонде недр (РФН) находится 215 месторождений, которые по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ содержат 98 % запасов свободного газа, 95 % запасов нефти и 97 % запасов конденсата (табл. 3).

При этом контуры 59 месторождений частично выходят за пределы лицензионных участков с правом на разведку и добычу и учитываются в нераспределенном фонде недр (НФН). Так, западный фланг Тамбейского месторождения частично находится в пределах смежного участка недр с правом на геологическое изучение (НП), и его запасы (255,2 млрд м³ газа) учитываются в НФН. Часть запасов газа Малыгинского месторождения также учтена в НФН (255,2 млрд м³).

В число 26 месторождений, полностью находящихся в НФН, входят также месторождения, которые расположены в пределах особо охраняемых природных территорий. Например, Нурминское с запасами 223,5 млрд м³ находится в пределах Государственного биологического заказника «Ямальский». Таким образом, запасы месторождений НФН, которые не являются флангами крупных месторождений РФН и не расположены в пределах природных заказников, крайне незначительны и, как правило, не являются привлекательными объектами освоения.

Списание извлекаемых запасов газа

В 2021 г. в результате переоценки запасов месторождений ЯНАО и утверждения новых коэффициентов извлечения газа (КИГ) произошло значительное списание извлекаемых запасов газа (табл. 4). По категориям AB_1C_1 списано 3,7 трлн м³, по категориям B_2C_2 – 84,1 млрд м³. Наибольшее списание по категориям AB_1 произошло на Уренгойском (1,2 трлн м³), Бованенковском (363 млрд м³), Заполярном (656 млрд м³) и Крузенштернском (485 млрд м³) месторождениях.

За период с 2014 по 2021 гг. по месторождениям ЯНАО за счет введения КИГ были списаны извлекаемые запасы свободного газа в объеме 6 827 млрд м³. Этим обусловлено экстремально высокое увеличение показателей темпов отбора извлекаемых запасов и степени выработанности запасов. После введения и обоснования новых КИГ ряд месторождений стал характеризоваться почти полной выработанностью запасов сеноманского газа: Вынгапуровское (99,9 %), Медвежье (96,8 %), Комсомольское (94,4 %), Северо-Уренгойское (93,4 %).

В Государственном балансе в настоящее время геологические запасы указываются только для утвержденных в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых запасов на дату утверждения. По другим месторождениям КИГ фиксируется по отдельным пластам, разбросанным по разным пользователям недр, а по месторождению в целом указываются только извлекаемые запасы. За восемь лет были списаны 6,8 трлн м³ извлекаемых запасов газа, вместе с ними ушли проблемы извлечения и использования низконапорного газа, проблемы, которые в течение 20 лет достаточно бурно обсуждались.

Распределение текущих запасов УВ сырья по нефтегазоносным комплексам

Основной объем добычи свободного газа приходится на сеноманский НГК: накопленной – 17,3 млрд м³ (82 %), годовой – 309,0 млрд м³ (50 %). Наибольшие объемы текущих извлекаемых запасов свободного газа по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ приурочены к сеноманскому (10,7 трлн м³) и апт-альбскому (11,8 трлн м³) НГК (рис. 8). В процентном отношении это составляет, соответственно, 24 % и 27 % от общего объема запасов газа ЯНАО и шельфа Карского моря. К неокомскому НГК приурочено 7,1 трлн м³ газа (16 %), к ачимовскому – 4,8 трлн м³ (11 %), к нижне-среднеюрскому – 7,9 трлн м³ (18 %). В нижней юре запасы незначительны, основная их часть приурочена к пластам $Ю_{2-4}$ и, в меньшей степени, $Ю_{7-9}$ средней юры.

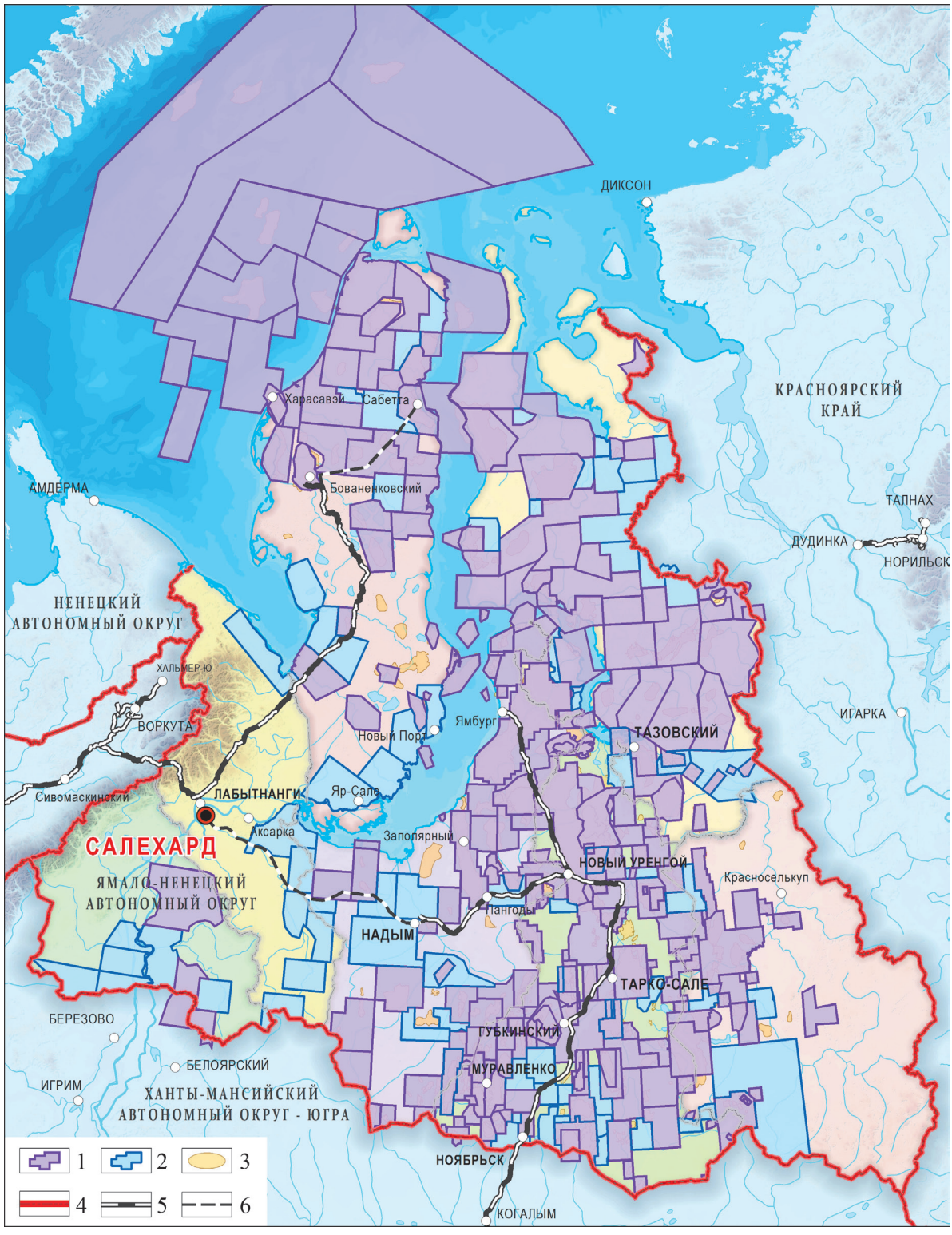


Рис. 7. Схема недропользования ЯНАО и шельфа Карского моря по состоянию на 01.01.2023 г. Лицензионные участки: 1 – разведка и добыча (НР, НЭ), 2 – геологическое изучение (НП); 3 – месторождения УВ сырья, 4 – административные границы областей, округов; железные дороги: 5 – существующие, 6 – проектируемые

Фонд недр	Кол-во месторождений	Текущие извлекаемые запасы $AB_1C_1+B_2C_2$			
		Нефть, млн т	Растворенный газ, млрд м^3	Свободный газ, млрд м^3	Конденсат, млн т
РФН	215	4 253,20	770	43 165,2	2 334,70
НФН	85*	235,9	59,6	1 072	64,3
Итого	241	4 489,10	829,6	44 237	2 399

*Табл. 3. Распределение текущих извлекаемых запасов в распределенном и нераспределенном фондах недр ЯНАО и Карского моря (на 01.01.2022 г.). * в т.ч. 59 совместных (небольшие части месторождений выходят за пределы участков в НФН)*

Годы	Изменение запасов газа категории AB_1C_1, млрд м^3			Добыча газа, млрд м^3
	ГРР	Переоценка	ГРР+ переоценка	
2001	218	5	223	509
2002	531	334	865	521
2003	484	-39	445	543
2004	349	-22	327	556
2005	270	3	272	562
2006	195	28	222	574
2007	324	44	368	566
2008	529	165	694	572
2009	209	-16	192	482
2010	360	137	497	539
2011	279	361	639	555
2012	593	5	598	536
2013	752	79	831	544
2014	461	-19	442	512
2015	409	30	439	502
2016	260	-137	123	504
2017	776	-1 255	-479	552
2018	1138	-495	643	591
2019	791	-306	485	604
2020	565	-895	-330	556
2021	924	-3 720	-2796	621

Табл. 4. Движение запасов и добыча свободного газа в ЯНАО и на шельфе Карского моря в 2001–2021 гг.

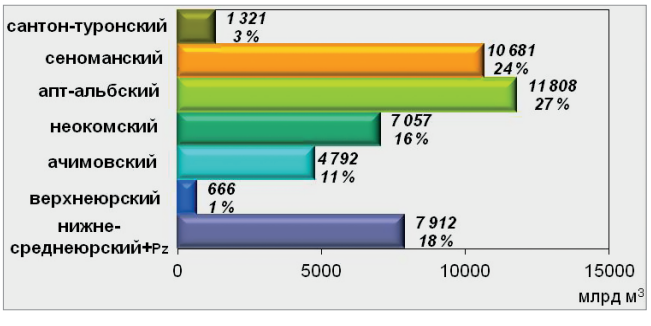


Рис. 8. Распределение текущих извлекаемых запасов газа категорий $AB_1C_1B_2C_2$ по нефтегазоносным комплексам ЯНАО и шельфа Карского моря на 01.01.2022 г.

Остальные 4 % запасов газа приходятся на отложения сантона, турона и верхней юры.

На неокомский НГК приходится основной объем накопленной (77 %) и годовой (46 %) нефтедобычи. Наибольшие объемы текущих извлекаемых запасов нефти по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ сосредоточены в неокомском НГК – 1,4 млрд т (31 %) (рис. 9). Примерно равные запасы нефти (22 %) содержатся в сеноманском (975 млн т) и ачимовском (978 млн т) НГК. В нижне-среднеюрском НГК содержится 456 млн т (10 %), в апт-альбском НГК – 372 млн т (8 %), в верхнеюрском – 309 млн т (7 %).

Добыча конденсата в ЯНАО производится из ачимовского и неокомского НГК. Текущие запасы конденсата сосредоточены, главным образом, в трех НГК: в неокомском – 588 млн т (24%), ачимовском – 739 млн т (31 %) и нижне-среднеюрском – 782 млн т (33 %) (рис. 10).

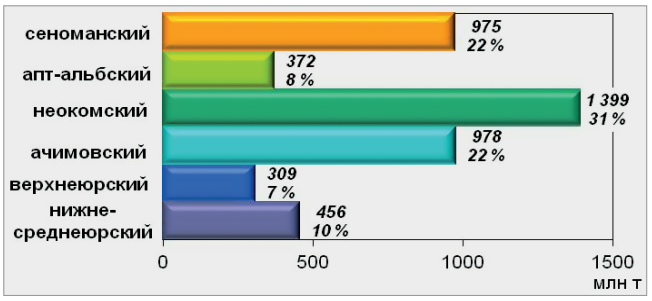


Рис. 9. Распределение текущих извлекаемых запасов нефти категорий $AB_1C_1B_2C_2$ по нефтегазоносным комплексам ЯНАО и шельфа Карского моря на 01.01.2022 г.

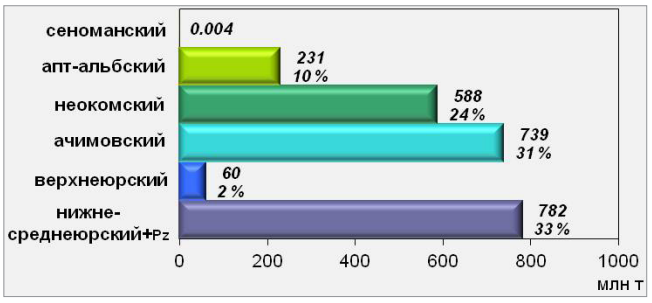


Рис. 10. Распределение текущих извлекаемых запасов конденсата категорий $AB_1C_1B_2C_2$ по нефтегазоносным комплексам ЯНАО и шельфа Карского моря на 01.01.2022 г.

Таким образом, нефтегазоносные комплексы по УВ спецификации имеют свои отличительные особенности. Наибольшие запасы свободного газа содержатся в апт-альб-сеноманском мегакомплексе. Превышение апт-альбских текущих запасов над сеноманскими обусловлено значительной выработанностью сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского региона и преобладанием невовлеченных в разработку запасов апта арктических территорий суши и шельфа.

Наибольшие текущие запасы нефти содержатся в неокомских пластах месторождений Северного Приобья на юге ЯНАО. Сеноманские высоковязкие нефти приурочены к нескольким крупным структурам, характеризующимся интенсивным развитием разломной тектоники. Большая доля запасов нефти в ачимовской толще приурочена к Ямбургскому поднятию с оценкой по категории C_2.

Высокое содержание конденсата в газоконденсатных залежах нижней, средней юры и ачимовской толщи (300–400 г/м^3 и более) обусловило приуроченность наибольших запасов конденсата к этим комплексам.

Прирост запасов УВ сырья

В 2021 году прирост извлекаемых запасов УВ сырья по сумме категорий $AB_1C_1B_2C_2$ за счет геологоразведочных работ (ГРР) составил:

- газ – 624,0 + 69,4 млрд м^3;
- нефть – 18,6 +(–) 21,9 млн т;
- конденсат – 56,3 + 83,4 млн т.

Наибольший прирост разведанных запасов (AB_1C_1) свободного газа в результате ГРР в 2021 г. получен на Ленинградском месторождении в акватории Карского моря (439,6 млрд м^3), нефти – на Новопортовском (5,9 млн т), конденсата – на Уренгойском (31,3 млн т) месторождениях.

На Ленинградском месторождении прирост запасов связан с апт-альбскими отложениями, на Новопортовском – с неокомскими, на Уренгойском – с ачимовскими.

Кроме Ленинградского, значительные приросты газа в 2021 г. были получены на Салмановском месторождении (141,8 млрд м^3), по ачимовской залежи Уренгойского месторождения (102,3 млрд м^3). По категориям B_2C_2 максимальный прирост запасов достигнут на Ямбургском месторождении (334,9 млрд м^3).

В 2001–2016 гг., за исключением нескольких лет, добыча превышала приросты, за последние пять лет прирост запасов газа по категориям ABC_1 по результатам ГРР превышал добычу (рис. 11). За период 2001–2021 гг. суммарная добыча газа составила 11,5 трлн м^3, суммарный прирост запасов за счет ГРР – 10,4 трлн м^3. В целом добыча газа компенсирована на 90,5 %. Накопленная некомпенсированная добыча в регионе составила 1,1 трлн м^3.

В 2021 г. в ЯНАО прирост запасов нефти в результате ГРР составил 18,6 млн т. Наибольшие приросты запасов произошли на Новопортовском (5,9 млн т), Западно-Чатылькинском (4,3 млн т) и Крайнем (4,0 млн т) месторождениях. По категориям B_2C_2 за счет списания запасов в объеме 21,2 млн т по ачимовской залежи Уренгойского месторождения общее списание по округу составило 21,9 млн т.

За период 2001–2021 гг. суммарная добыча нефти составила 645,1 млн т, суммарный прирост запасов за счет ГРР – 897,3 млн т. В периоды 2001–2006 гг. и 2020–2021 гг. прирост запасов нефти не превышал добычу, а с 2007 г.

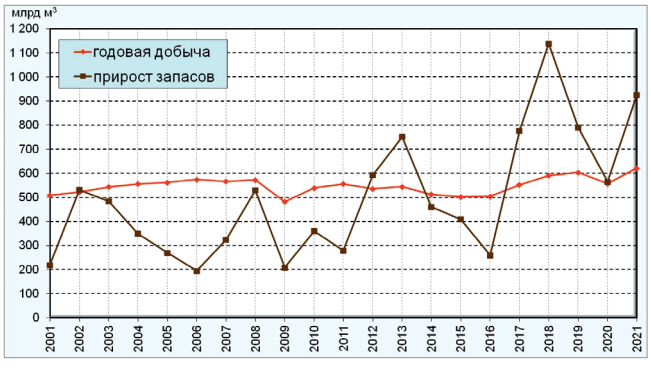


Рис. 11. Соотношение годовой добычи и прироста запасов газа за счет ГРР по категориям AB_1C_1 в ЯНАО и на шельфе Карского моря за период 2001–2021 гг.

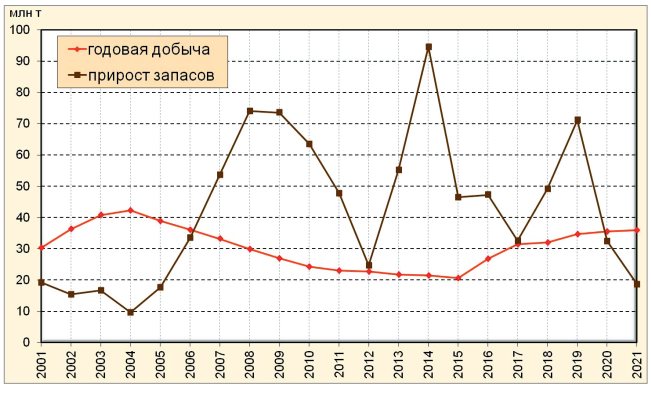


Рис. 12. Соотношение годовой добычи и прироста запасов нефти за счет ГРР по категориям AB_1C_1 в ЯНАО и на шельфе Карского моря за период 2001–2021 гг.

по 2019 г. компенсировал (рис. 12). В целом за весь анализируемый период превышение прироста запасов над добычей нефти составило 252,2 млн т или 139 %.

В 2021 г. суммарный прирост извлекаемых запасов конденсата месторождений округа в результате ГРР составил по категориям AB_1C_1 56,3 млн т. На Уренгойском месторождении прирост по категориям AB_1C_1 составил 31,3 млн т, на Южно-Тамбейском – 10,7 млн т. По категориям B_2C_2 максимальный прирост приходится на Ямбургское месторождение – 56,3 млн т.

За период 2001–2021 гг. суммарная добыча конденсата составила 260,4 млн т, суммарный прирост запасов за счет ГРР – 672,9 млн т. Значительная перекомпенсация добычи конденсата приростами запасов происходила за счет малых объемов его добычи (рис. 13). Суммарно за весь анализируемый период превышение прироста над добычей составило 412,4 млн т.

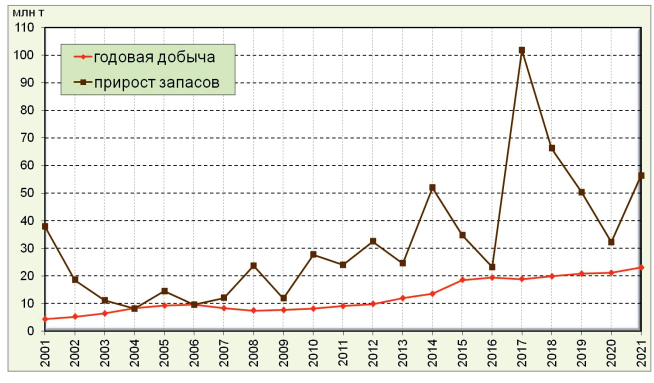


Рис. 13. Соотношение годовой добычи и прироста запасов конденсата за счет ГРР по категориям AB_1C_1 в ЯНАО и на шельфе Карского моря за период 2001–2021 гг.

Заключение

Территория ЯНАО и шельф Карского моря содержат значительный УВ потенциал, на основе которого на долгосрочную перспективу могут быть обеспечены потребности внутреннего потребления в стране и экспортные поставки на внешние рынки. Объемы запасов промышленных категорий региона позволяют довести годовую добычу газа до уровня 650–750 млрд м^3, нефти – до 80 млн т.

Объемы ресурсов региона (категории D) превышают суммарные объемы промышленных запасов и накопленной добычи. Невыявленные ресурсы газа оцениваются 58 %, нефти – 63 %, конденсата – 71 %. На суше региона они, главным образом, прогнозируются и связаны с глубокими горизонтами, неструктурными объектами, приурочены, как правило, к литологически неоднородным толщам и низкопроницаемым коллекторам. Глубокозалегающие толщи находятся в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур.

На сегодняшней стадии освоения УВ потенциала региона необходимо проведение дифференцированной оценки НСР УВ сырья по комплексу геолого-промысловых параметров. Степень разведанности НСР по свободному газу составляет 31 %, по нефти – 24 %, по конденсату – 15 %. Необходимо проведение масштабной количественной оценки НСР региона и Западно- Сибирской НГП на основе использования полного объема региональной информации

и результатов ГРР, полученных недропользователями на участках недр с участием отраслевой, академической науки и нефтегазодобывающих компаний.

Литература

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2022 года (2022). Выпуск 81. Нефть. Уральский Федеральный округ. Часть 2. Ямало-Ненецкий автономный округ. М: Росгеолфонд, 544 с.

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2022 года (2022). Выпуск 82. Газы горючие. Уральский Федеральный округ. Часть 2. Ямало-Ненецкий автономный округ. М: Росгеолфонд, 590 с.

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2022 года (2022). Выпуск 83. Конденсат. Уральский Федеральный округ. Часть 1. Ямало-Ненецкий автономный округ. М: Росгеолфонд, 594 с.

Сведения об авторах

Анатолий Михайлович Брехунцов – доктор геол.-мин. наук, директор научно-технического центра ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Немцова, д. 22

e-mail: ntc@mnpgeodata.ru

Иван Иванович Нестеров (мл.) – заместитель директора научно-технического центра ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Немцова, д. 22

Елена Геннадьевна Грамматчикова – начальник отдела анализа ресурсной базы УВС и инфраструктуры ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Немцова, д. 22

Статья поступила в редакцию 21.02.2023;
Принята к публикации 01.03.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf

A.M. Brekhuntsov[*]*, I.I. Nesterov (Jr.), E.G. Grammatchikova*
GEODATA JSC, Tyumen, Russian Federation
[*]*Corresponding author: Anatoliy M. Brekhuntsov, e-mail: ntc@mnpgeodata.ru*

Abstract. An analysis of the state and changes in the resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf has been carried out. Data on production, reserves and resources of gas, oil and condensate are given. The distribution of hydrocarbon reserves by the field size, by licensed and unlicensed fund and oil and gas complexes are shown. The ratio production and reserves growth over a 20-year period is shown. The reserves of the region's industrial categories make it possible to increase the annual gas production to 650–750 billion m^3, oil – up to 80 million tons. It is necessary to carry out a differentiated assessment of the initial total resources of hydrocarbons for the complex of geological and field parameters.

Keywords: resource base, hydrocarbon reserves, oil and gas fields, production, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

Recommended citation: Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (Jr.), Grammatchikova E.G. (2023). Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 15–23. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2

References

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation as of January 1, 2022 (2022). Issue 81. Oil. Ural Federal District. Part 2. Yamalo-Nenets Okrug. Moscow: Rosgeolfond, 544 p. (In Russ.)

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation as of January 1, 2022 (2022). Issue 82. Fuel Gases. Ural Federal District. Part 2. Yamalo-Nenets Okrug. Moscow: Rosgeolfond, 590 p. (In Russ.)

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation as of January 1, 2022 (2022). Issue 83. Condensate. Ural Federal District. Part 1. Yamalo-Nenets Okrug. Moscow: Rosgeolfond, 594 p. (In Russ.)

About the Authors

Anatoliy M. Brekhuntsov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Director of the Scientific-Technical Centre, GEODATA JSC

22 Nemtsova St., Tyumen, 625002, Russian Federation

Ivan I. Nesterov (Jr.) – Deputy Director of the Scientific-Technical Centre, GEODATA JSC

22 Nemtsova St., Tyumen, 625002, Russian Federation

Elena G. Grammatchikova – Head of the Department for Analysis of the Resource Base of Hydrocarbons and Infrastructure, GEODATA JSC

22 Nemtsova St., Tyumen, 625002, Russian Federation

Manuscript received 21 February 2023;
Accepted 01 March 2023; Published 30 March 2023

ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.3

УДК 947(5712.12)

Ведущая роль Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института в освоении нефтегазового потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и развитии минерально-сырьевой базы страны

В.Н. Бородкин[1], М.В. Комгорт[1], И.И. Нестеров (мл.)[2]*

[1]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

[2]ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», Тюмень, Россия

Приводится история создания, анализируется комплекс исследований, проведенных Тюменским филиалом Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС) в 1960–1964 гг. и Западно-Сибирским научно-исследовательским геологоразведочным нефтяным институтом (ЗапСибНИГНИ) в 1964–1996 гг. Показана роль института в обосновании нефтегазоносности и освоении ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Приведены научные прогнозы и разработки сотрудников института, повлиявшие на повышение эффективности геологоразведочных работ. При подготовке статьи использованы ранее неопубликованные документы из архива дирекции ЗапСибНИГНИ.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, ЗапСибНИГНИ, нефтяные и газовые месторождения, Н.Н. Ростовцев, И.И. Нестеров

Для цитирования: Бородкин В.Н., Комгорт М.В., Нестеров И.И. (мл.) (2023). Ведущая роль Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института в освоении нефтегазового потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и развитии минерально-сырьевой базы страны. *Георесурсы,* 25(1), с. 24–35. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.3

Введение

Проведение научно-исследовательских, методических и опытно-конструкторских работ определяют эффективность поисково-разведочного процесса на всех его этапах и стадиях. В Западной Сибири научное обоснование и сопровождение геологоразведочных работ (ГРР) в 30–40-е годы осуществлялось московскими, ленинградскими и уральскими научными коллективами, в 50-е годы научная координация проводилась из Новосибирска, а, начиная с 60-х годов, наука обосновалась в Тюмени, где ведущим отраслевым институтом по региону более 30 лет являлся Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ЗапСибНИГНИ).

Предпосылки открытия уникальной нефтегазоносной провинции

В августе 1961 года в Москве состоялось заседание коллегии Министерства геологии и охраны недр СССР, на котором были заслушаны доклады ведущих сотрудников Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС) Н.Н. Ростовцева и Ф.Г. Гурари о перспективах нефтегазоносности, прогнозных запасах и основных направлениях ГРР в Западной Сибири. Руководители Тюменского (Ю.Г. Эрвье) и Новосибирского (Ю.К. Миронов) геологических управлений доложили о результатах ГРР на нефть и газ и мероприятиях по их усилению.

Основные положения доклада Н.Н. Ростовцева, включая карту прогнозов, объемы и стоимость работ, были подготовлены коллективом сотрудников СНИГГиМСа и его Тюменского филиала (Ф.Г. Гурари, В.П. Казаринов, М.В. Касьянов, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, Д.Ф. Уманцев) совместно с Новосибирским (Ю.К. Миронов) и Тюменским (Ю.Г. Эрвье) геологическими управлениями Главгеологии РСФСР, Всесоюзным нефтяным научно-исследовательским геологоразведочным институтом (ВНИГРИ) (Н.Г. Чочиа), Научно-исследовательским институтом геологии Арктики (НИИГА), Институтом геологии и геофизики Сибирского отделения Академии наук СССР (ИГГ СО АН СССР) (А.А. Трофимук) и Всесоюзным научно-исследовательским геологическим институтом (ВСЕГЕИ).

К августу 1961 года в Западной Сибири были открыты 10 газовых месторождений в Березовско-Игримском районе с общими запасами 50 млрд м^3 по категории $АВС_1$, и два нефтяных месторождения – Шаимское на реке Конде и Мегионское в пределах широтного колена р. Оби. Несмотря на ограниченность промышленной нефтегазоносности, авторы прогнозировали широкое

* Ответственный автор: Иван Иванович Нестеров (мл.)
e-mail: nesterov@mnpgeodata.ru

© 2023 Коллектив авторов

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

развитие нефте- и газоносных толщ в регионе. Было показано, что Западная Сибирь является крупнейшей в мире плитой эпигерцинской платформы площадью 3,4 млн км^2, перспективы нефтегазоносности которой связаны с 40 % центральной части ее территории, а краевые ее части лишены нефтяных и газовых месторождений (Перспективы нефтегазоносности..., 1961).

В разрезе платформенного чехла от нижней юры до палеогена глинистые породы содержат органический углерод и битумы в количествах, равных количеству глинистых отложений нефтеносных пластов Северного Кавказа. В отложениях нижнего валанжина и верхней юры, а в центральных частях средней и нижней юры, отмечены битуминозные аргиллиты с содержанием нефтяных битумов от 0,5 до 7 %.

Западно-Сибирская низменность представляет собой крупнейший в мире артезианский бассейн термальных соленых вод, насыщенных горючими газами. В направлении от окраин бассейна к центру возрастает соленость вод (15–50–80 г/л) и насыщенность их растворенными газами. Содержание горючих компонентов от окраин к центру бассейна возрастает, в том числе тяжелых УВ (до 2–3 %). Упругость горючих газов возрастает от 0 атм в Кулундинской степи до 200 атм в Мегионе и от 0 атм на восточном склоне Приполярного Урала до 167 атм в Игриме и Чуэле. В продолжении выявленного тренда авторы прогнозировали превышение этого показателя до 300 и более атм в верховьях рек Надыма, Казыма и Пура и вероятность наличия в северных областях крупных скоплений природного газа.

Таким образом, доказывалось, что литологические, геохимические и гидрогеологические характеристики разреза платформенного чехла благоприятны для образования многопластовых месторождений нефти и газа с большим этажом нефтегазоносности в северной области.

Структурные условия залегания также благоприятствуют сохранению залежей УВ. Всего к тому времени геофизическими работами на всей территории низменности было выявлено порядка 140 валообразных поднятий, 35 % которых находилось во внутренней области бассейна.

Отложения второго, как тогда называли, структурного этажа, залегающего на больших глубинах и представленного палеозойскими и триасовыми образованиями, были отнесены к резерву.

На результирующей карте прогнозов общая площадь перспективных земель и земель с неясными перспективами составляла 2,0 млн км^2, в том числе перспективных – 1,5 млн км^2. Вдоль складчатого обрамления низменности была выделена зона неперспективных земель шириной от 40 до 500 км площадью 0,9 млн км^2, в которой весь чехольный разрез насыщен пресными водами, не имеющими в составе растворенных горючих газов.

Наиболее перспективной на карте прогноза была выделена северная область, вторым по рангу был Сургутский район центральной области. На основе всестороннего анализа авторами докладов был сделан вывод о том, что наибольшие объемы ГРР сосредоточены не в районах с наивысшей перспективностью, и планируемое увеличение объемов работ должно быть направлено в северную область и Сургутский район.

После обсуждения представленных материалов коллегия отметила, что в результате работ «были не только рассеяны ложные впечатления, создавшиеся в результате неправильного проведения работ за период с 1947 по 1957 год о бедности недр этих обширных территорий, но созданы реальные предпосылки для открытия здесь уникальной нефтегазоносной провинции не только в СССР, но и мира» (Нефть и газ Тюмени в документах, 1971). Подчеркивалось, что геологическое строение территории в 1,5 млн км^2 позволяет рассчитывать на открытие крупных высокодебитных месторождений нефти и газа, аналогичных крупнейшим месторождениям СССР и Ближнего Востока, что даст возможность создать в регионе крупнейшую нефтегазодобывающую промышленность.

Рассматривая Западно-Сибирскую низменность как одну из крупнейших перспективных нефтегазоносных провинций СССР, коллегия постановила разработать научно-обоснованный план развития ГРР, определила основные структурные элементы и районы для опоискования на период до 1965 года. Коллегия отметила, что наибольшие прогнозные ресурсы нефти и газа приурочены к территории Тюменской области (Нефть и газ Тюмени в документах, 1971).

Тюменский филиал СНИИГГиМС

В 50-е годы научно-исследовательские работы в Западной Сибири проводились в основном силами СНИИГГиМСа с привлечением центральных институтов нефтяного профиля. В связи с необходимостью усиления исследований по научному обоснованию поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири Министерство геологии и охраны недр СССР приняло решение организовать в г. Тюмени филиал Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (Приказ № 195 от 3 марта 1960 года). Директором филиала был назначен кандидат геолого-минералогических наук Г.П. Богомяков.

Приказом № 50 по СНИИГГиМСу от 18 марта 1960 г. Тюменский филиал организован с 1 апреля 1960 г. На филиал на начальном этапе были возложены следующие задачи:

а) изучение геологического строения с целью определения перспектив нефтегазоносности и направления поисково-разведочных работ;

б) разработка научных основ геолого-геофизических и геохимических методов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений;

Геннадий Павлович Богомяков – директор Тюменского филиала СНИИГГиМСа (1960–1964)

в) решение вопросов, связанных с формированием нефтяных и газовых залежей, и установление закономерностей их размещения;

г) изучение свойств нефти, природных газов и подземных вод;

д) усовершенствование методов проводки, опробования и эксплуатации скважин;

е) разработка методов поисков рудных и нерудных полезных ископаемых, составление прогнозных металлогенических карт.

Для создания необходимых условий работы бюро Тюменского обкома КПСС и Облисполкома постановило передать филиалу первый этаж строящегося многоквартирного жилого дома площадью 650 квадратных метров и здание, занимаемое Облсовпрофом, обеспечить необходимое лабораторное и другое оборудование. Для размещения научных сотрудников филиала бюро обкома постановило выделить 35 квартир в строящихся жилых домах города. Постановление №55/4-5 от 26 января 1960 года было подписано секретарем Обкома КПСС В.В. Косовым и Председателем облисполкома А.К. Протозановым.

Тюменский филиал СНИИГГиМСа развертывал научные исследования, связанные с ГРР на нефть и газ, на территории в основном Тюменской области. В 1960 году проводились организационные мероприятия по созданию материально-технической базы и подбору кадров. В следующем году главное внимание было уделено тематическим работам по трем направлениям:

1. Обобщение материалов ГРР с целью обоснования и составления прогнозных карт:

- тема № 98 по обобщению фактического материала по всей территории низменности с целью составления тектонических, структурных и палеогеографических карт и карты прогнозов;

- тема № 71 по выяснению условий формирования газовых залежей в Березовском газоносном районе;

- тема № 91 по разработке гидрогеохимических показателей нефтегазоносности для Западно-Сибирской низменности и составлению гидрогеологических карт;

- тема № 94 по обобщению материалов по коллекторским свойствам пород и составлению карт распространения наиболее емких коллекторов; по разработке методики количественной интерпретации промыслово-геофизических данных по скважинам для определения коллекторских свойств пород;

- тема № 93 по обобщению материалов битуминологических исследований и составлению карт битуминозности пород для Западно-Сибирской низменности.

2. Усовершенствование методики опробования нефтеразведочных скважин в Западно-Сибирской низменности:

- тема № 74 по изучению влияния на изменение проницаемости призабойной зоны различных способов ее обработки (поверхностно-активные вещества, кислоты, гидроразрыв пласта). Работы выполнялись на скважинах совместно с Тюменским управлением.

3. Усовершенствование методики сейсморазведочных работ:

- тема № 108 по разработке методики расчленения по сейсмогеологическим данным отложений II структурного этажа с применением аппаратуры ССМ-57 и РНП;

- тема № 109 по разработке метода регионального изучения фундамента Западно-Сибирской низменности с помощью преломленных волн.

Кроме того в 1961–1962 гг. был составлен сводный отчет по Сургутской опорной скважине, выполнен геолого-экономический анализ базы нерудного сырья Тюменской области, разработана система использования подземных термальных вод в народном хозяйстве области.

Структурная карта низменности по подошве платформенных отложений, тектоническая схема платформенного чехла и уточненная карта прогнозов на нефть и газ с выделенными наиболее перспективными районами были составлены при участии отдела нефти и газа СНИИГГиМСа, геологических управлений, институтов ВНИГРИ, НИИГА, ВСЕГЕИ под общей редакцией Н.Н. Ростовцева. Эти карты легли в основу уточненной оценки прогнозных ресурсов низменности, которая была рассмотрена и принята выездной сессией экспертного геологического совета Главгеологии при Совете министров РСФСР 20-21 апреля 1962 года. Работа научных коллективов, курирующих Западную Сибирь, легла в основу предложений в правительство о резком усилении ГРР для подготовки новой нефтегазодобывающей базы страны.

Тюменский филиал сохранил структурные подразделения СНИИГГиМСа: отделы нефти и газа, геофизический и минерального сырья. Объемы работ филиала росли, численность сотрудников с 1961 по 1964 год увеличилась со 128 до 260 человек (табл.1). Научные кадры были привлечены из головного института и производственных организаций, работающих в Западной Сибири. Среди первых сотрудников были ставшие впоследствии авторитетными в геологии и других областях специалисты: В.А. Андреев, Ю.В. Брадучан, Г.П. Богомяков, А.М. Волков, Д.Е. Казаков, П.К. Куликов, В.К. Монастырев, И.И. Нестеров, Е.И. Нестерова, М.Я. Рудкевич, В.А. Сидоровский, Б.П. Ставицкий, П.Е. Харитонов, Г.С. Ясович и др.

Год	Объем работ, тыс. руб			Численность сотрудников			
	науч.-исслед. и темат. работы	в том числе фонд зарплаты	списание затрат	всего в среднем за год	в том числе		
					с высшим образов.	канд. наук	докторов наук
1960	30	29	-	23	13	4	1
1961	274	167	-	128	45	8	1
1962	351	221	167	166	58	7	1
1963	497	277	275	208	75	9	-
1964	538	346	617	260	89	11	1

Табл. 1. Объем работ и численность сотрудников Тюменского филиала СНИИГГиМС, 1960–1964 гг.

1964 год. Создание ЗапСибНИГНИ

Геологоразведочные работы 1963–1964 годов подтвердили высокую оценку перспектив нефтегазоносности Тюменской области. Годовой план прироста запасов нефти в 1964 году был выполнен за 5 месяцев. К концу года запасы категорий $АВС_1$ ожидались на уровне 800 млн тонн, газа – 270 млрд м^3. Опыт работ 1962–1964 гг. показал, что в выявленных нефтеносных районах заложение скважин на структурах, подготовленных сейсморазведочными работами, приводило к открытию залежей в большинстве случаев первой скважиной.

Прогнозные извлекаемые запасы нефти при коэффициенте извлечения 0,5 в меловых отложениях, залегающих на глубинах до 2200–2400 м, оценивались по Сургутскому, Нижневартовскому и Салымскому районам более чем в 10 млрд тонн.

Стоимость разведки одной тонны нефти или 1000 кубометров газа на следующую пятилетку планировалась на уровне 20 копеек с учетом ассигнований не только на ГРР, но и на промышленное дорожное, жилищное и культурно-бытовое строительство, а также на приобретение основного оборудования. Для сравнения стоимость подготовки запасов нефти и газа в Западной Сибири за период с 1948 по 1963 год составляла 72 копейки, по Башкирской АССР за этот же период – 1,75 рубля за тонну условного топлива.

Высокая результативность сейсморазведки дала возможность создать резервный фонд структур и опоисковывать наиболее крупные из них. В результате был создан значительный резерв для эффективного размещения существенно больших объемов глубокого бурения, чем выполнялось Тюменским геологическим управлением и было предусмотрено к выполнению пятилетним планом на 1966–1970 гг.

8 июня 1964 года приказом № 269 Государственного геологического комитета при Совете Министров СССР в соответствии с Постановлением Государственного комитета по координации научно-исследовательских работ СССР от 30 декабря 1963 года № 293, на базе Тюменского филиала СНИИГГиМС был создан Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ЗапСибНИГНИ). Директором института был назначен доктор геолого-минералогических наук, профессор Н.Н. Ростовцев.

Николай Никитич Ростовцев – директор ЗапСибНИГНИ (1964–1971 гг.)

Основными направлениями исследований, разработкой которых в первые после создания годы занимался ЗапСибНИГНИ, были:

- изучение регионального геологического строения и условий формирования месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых;
- прогноз и геолого-экономическая оценка залежей углеводородного сырья;
- изучение гидрогеологических и инженерно-геологических условий месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых;
- разработка основных вопросов нефтепромысловой геологии и геофизики;
- разработка и внедрение новых геофизических и геохимических методов исследований;
- разработка направлений и методики наиболее эффективной разведки месторождений нефти;
- научное обоснование геологоразведочных работ, анализ их экономики и эффективности.

Права вновь созданного института были значительно расширены – Министерство геологии СССР определило ЗапСибНИГНИ головным институтом по всей Западной Сибири. СНИИГГиМС был ориентирован на геологию Восточной Сибири. Во ВНИГРИ и ВСЕГЕИ западно-сибирская тематика тоже была ограничена. Все нефтегазогеологические карты теперь составлялись в Тюмени, также и предложения по ГРР и стратиграфическим схемам. В институте, кроме геологических, активно развивались геофизическое и буровое направления.

Слияние науки и производства

В конце 1968 года Центральный Комитет КПСС и Совет Министров СССР приняли Постановление «О мероприятиях по повышению эффективности работы научных организаций и ускорению использования в народном хозяйстве достижений науки и техники». В этом Постановлении в том числе было предусмотрено укрепление науки и производства путем передачи части научных институтов в ведение производственных предприятий. Таким образом, осуществлялось слияние научно-исследовательских, проектно-конструкторских и технологических организаций с производственными предприятиями в единые научно-производственные объединения.

В соответствии с этим постановлением, Министерство геологии СССР приказом № 483 от 11 сентября 1969 года подчинило ЗапСибНИГНИ Главтюменьгеологии. В институт было передано 20 тематических партий, палеонтологическая лаборатория и вычислительный центр общей численностью 265 человек. Позднее современным оборудованием были укомплектованы геофизическая, геохимическая, гидрогеохимическая, физических методов исследования и другие лаборатории. Лабораторная база включала сейсмостанции различных типов, электронный микроскоп высокого разрешения, электронограф, рентгеновский дифрактометр, пламенный фотометр, полярограф, хроматографы различных марок, инфракрасные спектрофотометры, стенд для исследования технологии бурения в условиях многолетнемерзлых пород, станция контроля цементирования, электронно-вычислительная машина «Минск-22» и др.

Институт в основном комплектовался за счет специалистов, имеющих опыт работы в производственных предприятиях. В их числе А.М. Волков, А.Т. Горский, Г.И. Еремеев, Ф.Н. Зосимов, С.Г. Караченцев, В.Г. Матюшов, В.К. Монастырев, А.С. Полушкин, М.Я. Рудкевич, А.Я. Рябиков, Б.В. Савельев, В.Г. Смирнов, Б.А. Творогов, Ю.П. Тихомиров, В.К. Федорцов, А.К. Шмелев, К.А. Шпильман, А.Я. Эдельштейн, А.Ф. Ясаков и др. Ведущими научными кадрами стали специалисты, работавшие руководителями экспедиций, главными инженерами, главными геологами производственных трестов и управлений.

За научное обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и открытие Березовского газоносного района, открытие и ускоренную разведку крупных месторождений нефти в Среднем Приобье пятерым сотрудникам института Н.Н. Ростовцеву, Б.В. Савельеву, А.Д. Сторожеву, И.И. Нестерову и В.Г. Смирнову присуждены звания лауреатов Ленинской премии.

Количественная оценка прогнозных ресурсов

С начала деятельности Тюменского Филиала СНИИГГиМСа и ЗапСибНИГНИ главное внимание уделялось оценке перспектив нефтегазоносности, обоснованию и подсчету ресурсного потенциала Западно-Сибирской провинции. Карты прогноза перспектив нефтегазоносности и количественная оценка прогнозных ресурсов служили основой при планировании геологопоисковых работ, выработки главных направлений освоения нефтегазового потенциала Западно-Сибирской НГП (рис. 1).

В составлении карт прогноза принимали участие большие коллективы институтов и производственных организаций: СНИИГГиМС, Главтюменьгеологии, Сибирского отделения Академии наук СССР (СО РАН), Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ), Института геологии и разработки горючих ископаемых (ИГИРГИ), научно-исследовательского института геологии Арктики (НИИГА), Новосибирского геологического управления. В ЗапСибНИГНИ эти работы в разные годы возглавляли Н.Н. Ростовцев, И.И. Нестеров, В.И. Шпильман, А.В. Рыльков.

Н.Н. Ростовцевым была представлена методика локального прогноза нефтегазоносности на базе регионального гипсометрического положения водо-нефтяного контакта, по результатам анализа пластовых вод и увеличения в их составе растворенного углеводородного газа в северном направлении. Автором был дан прогноз преимущественной газоносности северной территории провинции.

Составление карт прогнозов и количественная оценка начальных суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата включала выделение нефтегазоносных областей (НГО) и районов (НГР); количественный прогноз нефтегазоносности, выявление зон нефтегазонакопления, установление в границах НГО новых, более погруженных нефтегазоносных комплексов (НГК), выявление новых залежей УВ в районе разрабатываемых месторождений.

Оценки ресурсного потенциала УВ сырья Западной Сибири, выполненные в начале 60-х годов различными коллективами, разительно отличались. В 1962 году прогнозы по институтам выглядели следующим образом: ВНИГНИ – 12 млрд т у.т., ВСЕГЕИ – 24 млрд т у.т., ВНИГРИ – 36 млрд т у.т., СНИИГГиМС – 120 млрд т у.т. (Биография Великого подвига, 2003). В начале 1963 года на заседании в Тюмени Сибирской секции комитета по координации было принято решение предложить для утверждения в Мингео СССР 5 трлн м^3 газа и 45 млрд т нефти.

В Тюменском филиале СНИИГГиМСа сектор запасов нефти и газа в то время возглавлял Г.Б. Острый. Там же работали Г.П. Мясникова, А.Г. Потеряев, В.В. Потеряева, В.И. Шпильман. Впоследствии в секторе прогнозных запасов ЗапСибНИГНИ под руководством В.И. Шпильмана была разработана новая методика, основанная на количественных взаимосвязях плотности запасов и геологических параметров, позволяющая оценивать территории на разных стадиях изученности.

Межведомственные стратиграфические совещания

С целью создания базы для проведения геологических съемок, составления геологических карт различных масштабов как основы выявления перспектив полезных ископаемых для геологического картографирования разрабатывались единые стратиграфические схемы территории СССР. Для этого шесть раз собирались Межведомственные стратиграфические совещания. Три из них, в 1967, 1976 и 1990 гг., проходили в ЗапСибНИГНИ.

3-е Межведомственное совещание по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности проходило с 21 по 27 марта 1967 г. В совещании приняли участие организации системы Министерства геологии СССР, АН СССР и Министерства высшего и среднего образования СССР. Всего участвовало 200 представителей от 31 организации.

Коллективами института и Главтюменьгеологии были подготовлены проекты унифицированных и корреляционных стратиграфических схем по системам и отделам мезозойских и палеогеновых отложений для всей Западно-Сибирской низменности.

Сотрудниками СНИИГГиМСа, СО АН СССР, Новосибирского и Красноярского территориальных геологических управлений (ТГУ) составлены проекты для юрских, нижне- и верхнемеловых отложений для территории деятельности Новосибирского, Красноярского и Западно-Сибирского ТГУ, для морских палеогеновых и континентальных неогеновых осадков на всей площади Западно-Сибирской низменности.

Унифицированная и корреляционная схемы мезозойских образований северных районов низменности представлены на совещании коллективом сотрудников ВНИГРИ и НИИГА. Корреляционные схемы мезозойских, палеогеновых, неогеновых и четвертичных отложений Кулундинской впадины составлены в Западно-Сибирском ТГУ.

Унифицированная и корреляционная стратиграфические схемы четвертичных отложений составлены

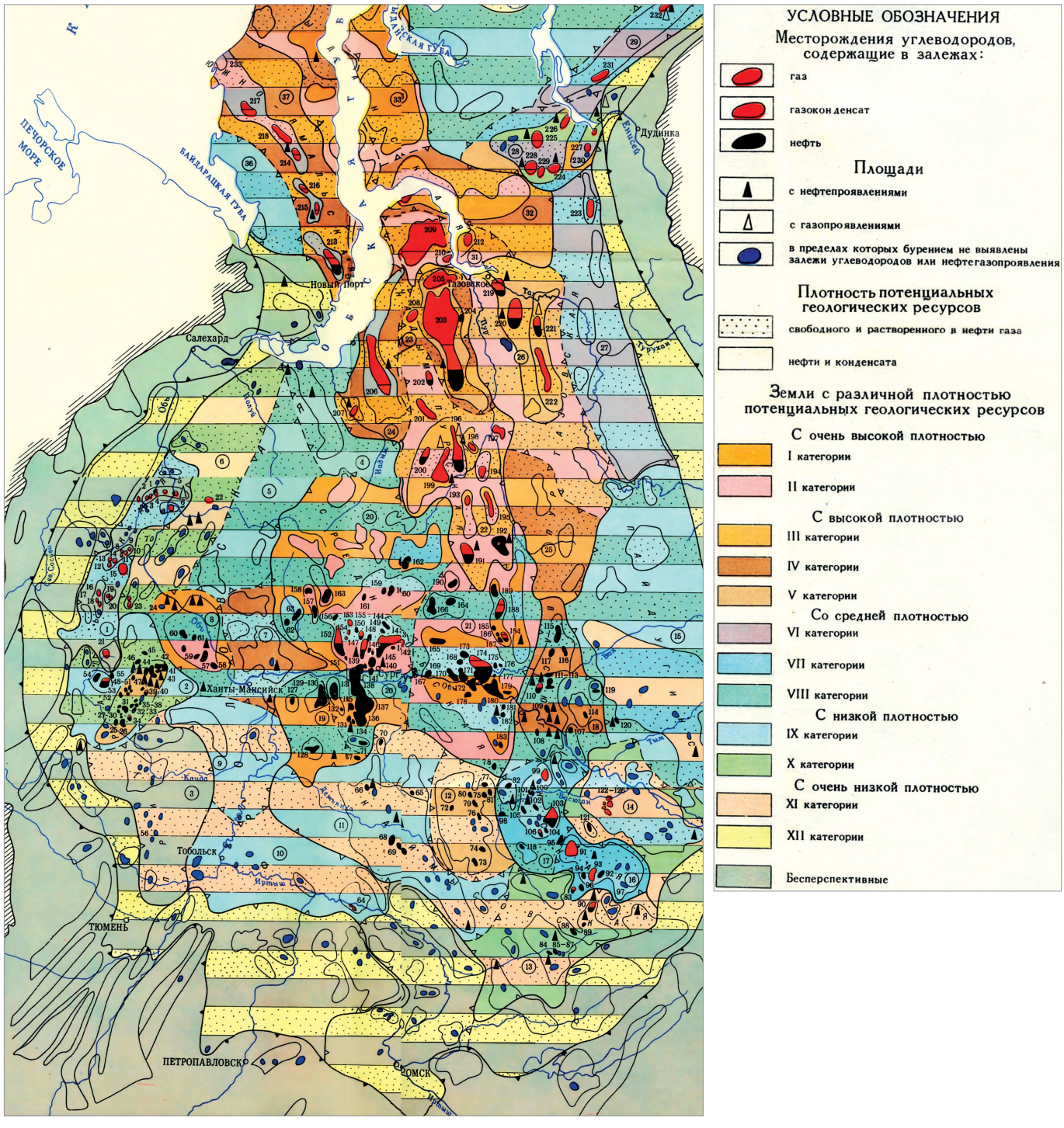


Рис. 1. Карта прогноза нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты, главный редактор И.И. Нестеров, 1974 г. (Геология нефти и газа Западной Сибири, 1975)

сотрудниками Главтюменьгеологии, ВНИГРИ, Западно-Сибирского ТГУ, ИГиГ СО АН СССР, Красноярского ТГУ, НИИГА, Новосибирского ТГУ и СНИИГГиМСа.

По Приуральской части приняты схемы, разработанные Уральским совещанием в 1963 г. Предварительно до Межведомственного совещания проходили коллоквиумы:

- по мезозойским аммонитам и двустворчатым моллюскам (г. Ленинград, январь 1967 г.);
- по фораминиферам юры и неокома Западной Сибири (г. Тюмень, март 1967 г.);
- по фораминиферам верхнего мела и палеогена (г. Новосибирск, март 1967 г.);
- по ископаемым водорослям мезозойских и кайнозойских отложений (г. Тюмень, март 1967 г.);
- по кайнозойским остракодам (г. Тюмень, март 1967 г.);
- по мезозойской флоре (г. Тюмень, март 1967 г.);
- палинологический с секциями триаса-юры-нижнего мела, верхнего мела-палеоцена и эоцен-неогена (г. Тюмень, март 1967 г.).

По результатам совещания доработанные проекты схем были переданы в Межведомственный стратиграфический комитет СССР на утверждение. Решения Совещания рассмотрены и утверждены МСК на заседании 11–17 января 1968 г., опубликованы в 2-х томах в 1969 г.

Утвержденные схемы являлись обязательными для всех геологических организаций, работающих в Западной Сибири. Общая тенденция принятых в более поздние годы схем сводилась к их детализации путем более дробной дифференциации по разрезу и по площади, что отразилось в увеличении числа подразделений и районов. Количество биостратиграфических шкал росло, появлялись новые палеонтологические комплексы и увеличивалось количество районов их распространения.

Сотрудники ЗапСибНИГНИ и Главтюменьгеологии в разные годы внесли большой вклад в подготовку и составление стратиграфических схем: В.Н. Бородкин, В.С. Бочкарев, Г.К. Боярских, Ю.В. Брадучан, В.Н. Высоцкий, Н.П. Дещеня, В.И. Кислухин, Н.Х. Кулахметов, М.И. Мишульский, В.П. Мякишев, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, В.В. Огибенин, А.П. Соколовский, М.Я Рудкевич, Г.С. Ясович.

Следует отметить создание новой, относительно глубоководной клиноформной модели строения неокома Западной Сибири, разработанной в конце 1970-х гг. А.Л. Наумовым (Наумов и др., 1977), на базе которой впоследствии были закартированы зоны фациального замещения неокомских резервуаров и клиноформных образований ачимовской толщи, являющихся основой прогноза литологических ловушек УВ (Бородкин, Курчиков, 2015).

Реорганизация института

После объединения ЗапСибНИГНИ с Главтюменьгеологией в 1969 г. основной задачей института стало научное обоснование ГГР по объединениям и экспедициям Главка с выдачей конкретных рекомендаций на бурение поисковых и разведочных скважин. С этой целью институтом планировалась постановка региональных научных тем, для выполнения которых сотрудники института ежегодно проводили полевые работы в геологических объединениях и экспедициях с целью сбора фактического материала, включая описание керна, отбор образцов на различные виды анализов и т.д.

В 1971 году директором института был назначен доктор геолого-минералогических наук, профессор И.И. Нестеров. Были созданы кураторские группы, сектора и лаборатории, отвечающие за результаты работ производственных объединений. Кроме того, в институте проводился обширный комплекс фундаментальных исследований, связанных с разработкой теории осадочно-миграционного образования нефти и газа, теории формирования нефтяных и газовых месторождений, теории прогноза нефтегазоносности крупных территорий и локальных объектов и т.д.

По каждому из направлений и решаемых им задач были созданы структурные подразделения: отдел региональной геологии (руководитель В.С. Бочкарев). В этом отделе в разное время работали Е.Д Богомякова, Г.К. Боярских, Ю.В. Брадучан, В.Н. Высоцкий, А.Н. Дмитриев, П.К. Куликов, С.И. Пуртова, А.И. Сидоренков, В.Т. Слепцов, Ю.Н. Федоров.

Отделом геохимических исследований руководил А.В. Рыльков. Ведущими сотрудниками отдела были И.В. Гончаров, Г.Ф. Григорьева, В.А. Гущин, И.Н. Ушатинский, Ю.В. Щепеткин.

Отделом поисковых работ на нефть и газ руководил А.П. Соколовский, среди сотрудников отдела В.Н. Бородкин, Н.П. Дещеня, В.Г. Елисеев, В.И. Кислухин, М.И. Мишульский, В.П. Мякишев, А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, Г.С. Ясович.

Отделом гидрогеологических исследований руководил Б.П. Ставицкий, в отделе работали В.Н. Дядечко, Н.И. Зенков, А.Р. Курчиков, В.М. Матусевич, В.Г. Новосельцева, А.Г. Плавник, Р.Г. Прокопьева, В.Е. Силич.

Отдел методики разведочных работ возглавлял Ю.П. Тихомиров. В отделе работали И.И. Бобровник, В.И. Конюхов, А.Б. Сметанин, Ю.А. Стовбун.

Начальником отдела оценки потенциальных ресурсов УВ был В.И. Шпильман, под началом которого работали Н.И. Змановский, Г.И. Плавник, Л.Г. Судат, Н.В. Судат, Л.О. Сулейманова.

Отдел экономики геологоразведочных работ возглавлял А.Г. Потеряев, с которым работали Ф.А. Инжелевская, А.П. Ионидис, М.М. Плетнева.

Отделением промысловой геологии и геофизики руководил А.Д. Сторожев, ведущими сотрудниками являлись В.П. Балин, А.Б. Кряквин, И.А. Сафаров, М.Е. Стасюк.

Отделом нефтегазоносности глинистых отложений руководил Б.Н. Пьянков, с ним работали А.Я. Малыхин, А.П. Пермяков, А.Ф. Огнев.

Отдел автоматизированных систем управления возглавлял Е.Я. Алексеев, среди сотрудников Ю.А. Кожевников и Н.В. Суровнев.

Отделом твердых полезных ископаемых руководила Л.Л. Подсосова, отделом геологии кайнозоя – П.П. Генералов. В отделе геологии кайнозоя трудились А.П. Астапов, В.В. Боровский, А.Л Клопов, Е.П. Козлов, Л.Н. Миняйло.

Руководителем отдела научно-технической информации был Л.Н. Зырянов, среди сотрудников отдела В.М. Савельева и М.И. Хлебутина.

В 1970-е гг. численность сотрудников института составляла более 1000 человек, количество выполняемых тем достигало 140–160, ежегодно 50–60 из них защищались на заседаниях Ученого совета и его секций.

Наиболее полно результаты работ отражены в монографиях И.И. Нестерова с соавторами «Критерии прогноза нефтегазоносности» (1969), «Закономерности

Иван Иванович Нестеров – директор ЗапСибНИГНИ (1971–1996 гг.)

распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре» (1975), «Методы построения карт распределения потенциальных и перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата» (1975), «Методики оценки перспектив нефтегазоносности (1979), «Теория нефтегазонакопления» (1987), «Методы оценки нефтегазоносности локальных ловушек» (1988) и т.д. Результаты разработок института публиковались в сборниках научных трудов ЗапСибНИГНИ под редакцией Н.Н. Ростовцева, затем И.И. Нестерова, издаваемых ежегодно.

Составлением региональных структурных и тектонических карт по отдельным районам и в целом по территории Западной Сибири проводилось в подразделениях института под руководством В.Г. Смирнова и М.Я. Рудкевича (рис. 2).

Вопросы прогнозирования продуктивности локальных структур до бурения занимался сектор структурной геологии под руководством А.Я. Эдельштейна.

Технико-экономические доклады

Большая работа проводилась по составлению технико-экономических докладов по развитию ГРР на нефть и газ. В докладах были рассчитаны по годам объемы поискового и разведочного бурения, геофизических работ, указывались районы исследования, определена стоимость отдельных видов и всех работ, включая обустройство новых баз. Осуществлялось перспективное планирование на каждый последующий год и на среднесрочную перспективу.

В составлении докладов принимали участие Н.Н. Ростовцев, И.И. Нестеров, М.Я. Рудкевич, Н.Х. Кулахметов, Д.Е. Казаков, Ю.П. Тихомиров и др.

Гидрогеологические исследования

Значительное внимание в институте уделялось гидрогеологическим исследованиям под руководством Г.П. Богомякова, В.А. Нуднера, Б.П. Ставицкого, Ю.К. Смоленцева и А.Р. Курчикова. Погоризонтные гидрогеологические карты в дальнейшем использовались при составлении карт прогнозов нефтегазоносности. Были разработаны рекомендации по использованию вод апт-сеноманской толщи для поддержания пластового давления при эксплуатации нефтяных залежей. Разработан комплекс мероприятий с целью региональной разведки апт-сеноманской толщи для оценки эксплуатационных запасов в районе Широтного Приобья.

Выработаны рекомендации по организации централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения населенных пунктов в пределах сельхохозяйственной зоны Тюменской области. Эти рекомендации были приняты за основу генеральной схемы водоснабжения южных районов области.

Разведочная геофизика

Отдел геофизики института занимался в основном разработкой методических вопросов и внедрением в практику новых методов разведочной геофизики:

1) Методика точечных зондирований методом преломленных волн (ТЗ МПВ), позволяющим исследовать поверхность фундамента. ТЗ МПВ нашло широкое применение в Тюменском геологическом управлении при проведении региональных исследований, с ее помощью получены новые данные о мощности чехла слабоизученных районов.

2) Методика детальных сейсморазведочных работ отраженными волнами с использованием высокочастотных фильтраций (ВЧФ). Методика ВЧФ была разработана с целью повышения геологической эффективности сейсморазведки на этапе детальных исследований, предшествующих постановке разведочного и эксплуатационного бурения. Методика была внедрена в тресте Тюменьнефтегеофизика.

3) Способ погруженных сейсмоприемников (СПС). Суть способа заключалась в погружении приборов под торфяную подушку, что резко повысило качество работ. СПС широко применялся при производстве зондирований МОВ и площадных работах на заболоченных участках.

4) Рекомендовано проведение первой корреляционной модификации метода регулируемого направленного приема сейсмических волн с целью прослеживания отраженных волн с малой интенсивностью, что позволило получить интерпретируемый материал, который ранее был забракован.

5) Предложено возбуждение упругих колебаний взрывом линии детонирующего шнура (ДШ) на поверхности земли. Предложение опробовано на производстве в сложных сейсмических условиях. При мощности зоны малых скоростей до 50 м взрыв линии ДШ позволял регистрировать волны, отраженные с глубины 3 км.

6) Проведены полигонные испытания возможностей станции «Земля» для изучения поверхности фундамента и границ Мохоровичича и Конрада в условиях Западной Сибири с помощью регистрации естественных землетрясений.

С целью установления возможности применения геофизических методов для прямых поисков бокситов, институтом выполнены опытно-методические работы, состоящие из высокоточной магнитной съемки.

Становление геофизических исследований в ЗапСибНИГНИ связано с именами В.К. Монастырева (руководитель), В.А. Андреева, Ю.П. Бевзенко, В.А. Гершаника, Е.В. Каравацкой, Б.М. Козака, Ю.Г. Коновалова, В.С. Кудрявцева, В.М. Межакова, В.Г. Смирнова, В.И. Соколова, А.К. Шмелева и др.

В апреле 1975 года на базе отдела геофизики было образовано Западно-Сибирское отделение Всесоюзного научно-исследовательского института геофизических методов разведки, ставшее позднее самостоятельным институтом в системе Министерства геологии СССР.

Промысловая геофизика

В составе ЗапСибНИГНИ, позднее Тюменской тематической экспедиции, была организована партия оперативного промыслово-геофизического анализа. Руководителем являлся Н.А. Ирбэ, среди сотрудников Э.Я. Волков, Е.В. Лигус, Л.Г. Малвеньян. Партией выполнялась оперативная интерпретация данных геофизических исследований по всем поисковым и многим разведочным скважинам, выполнялось обоснование параметров для подсчетов запасов нефти и газа.

В области промысловой геофизики партией по новой технике (начальник О.М. Нелепченко) были разработаны новые конструкции зондов индукционного каротажа.

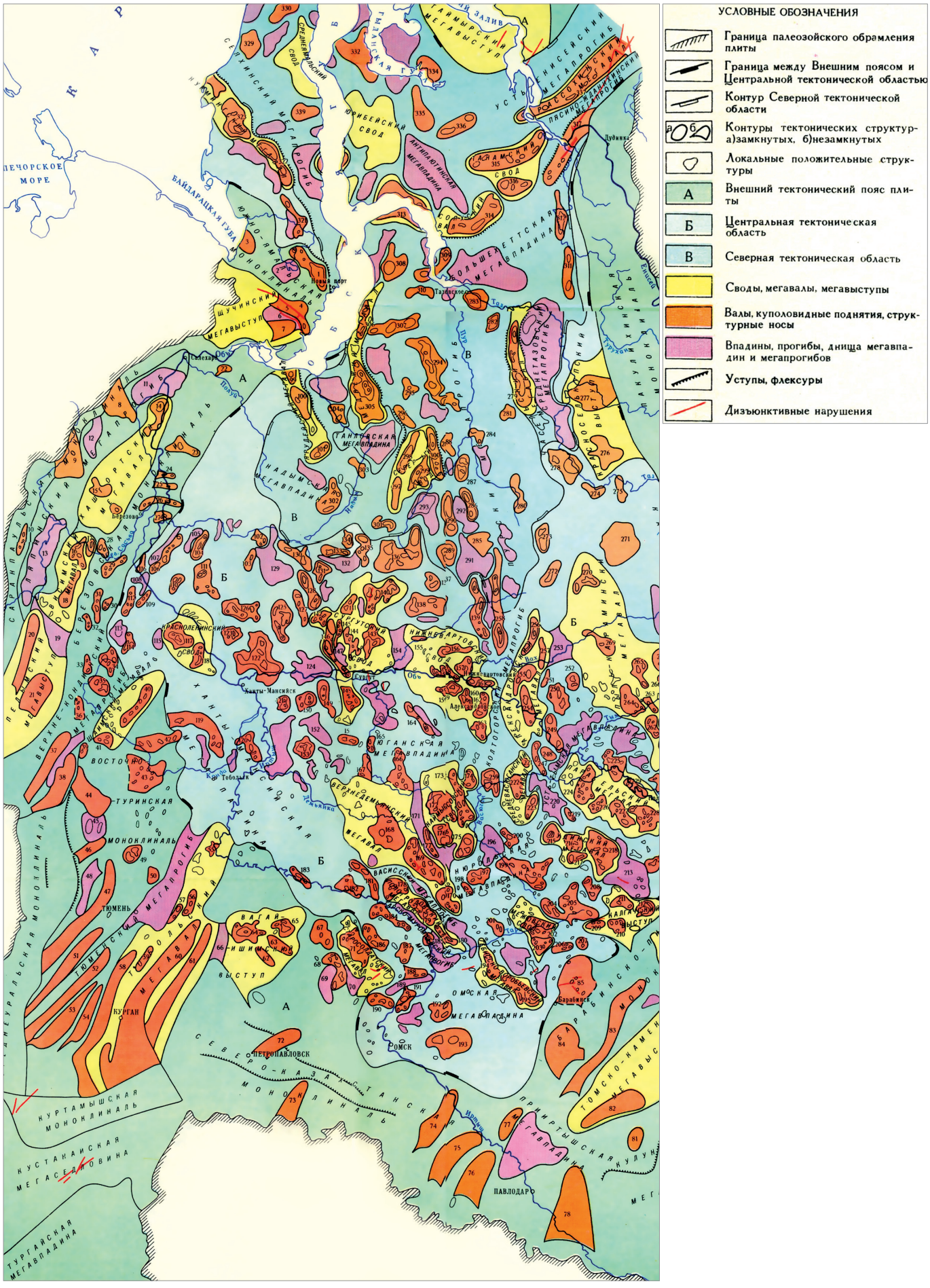


Рис. 2. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, редактор И.И. Нестеров, 1974 г. (Геология нефти и газа Западной Сибири, 1975)

По нейтронным методам разработана конструкция портативного калибратора, по ядерно-магнитному каротажу – конструкция зонда для условий Западной Сибири.

Составлены «Инструкция по стандартизации показаний нейтронных методов», которая принята как стандарт предприятия.

В 70-е годы в институте существовала опытно-методическая партия по акустическим и электрическим методам под руководством А.И. Демьяновского.

Технология бурения

В апреле 1965 года на базе сектора по испытанию скважин и тематических партий Тюменского ТГУ в ЗапСибНИГНИ был создан отдел технологии бурения и опробования скважин под руководством Н.М. Морозова, затем А.Т. Горского. В состав отдела вошли специалисты с опытом работы в производственных экспедициях и партиях управления А.И. Козубовский, Ю.Г. Корягин, А.Я. Рябиков, В.Д. Швецов и др. За годы существования отделом выполнялся широкий комплекс научно-исследовательских буровых работ, наиболее значимые из которых следующие:

1) Разработаны рекомендации по отработке долот и режимам бурения разведочных скважин в районах Крайнего Севера. Это позволило Главтюменьгеологии решить вопрос о выборе типов долот для бурения отдельных интервалов и резко увеличить скорости проходки в экспедициях Ямало-Ненецкого треста.

2) Разработаны рекомендации по организации глинохозяйства буровой.

3) Разработана циркуляционная система, позволяющая направленно регулировать параметры промывочной жидкости в процессе проводки скважин.

4) Разработаны рекомендации по применению новых химических реагентов.

5) Разработаны рекомендации по промывочным жидкостям для бурения в вечной мерзлоте.

6) Разработан, изготовлен и прошел промышленные испытания малогабаритный дегазатор глинистых растворов.

7) Разработана технология цементирования скважин в условиях вечной мерзлоты.

8) Разработан способ восстановления свойств цементных растворов и камня, приготовленных из лежалых цементов.

9) Разработана, утверждена Главтюменьгеологией и издана инструкция по испытанию разведочных скважин на нефть испытателями пластов в Западной Сибири.

10) Разработана технология бурения скважин большого диаметра.

11) По заказу Министерства газовой промышленности СССР разработаны конструкции и технологии бурения первых опытно-промышленных газовых скважин, сооружаемых в районах развития многолетне-мерзлых пород.

12) Совместно с предприятиями Министерства газовой промышленности СССР разработан и утвержден руководящий документ по конструкции, технологии бурения газовых скважин с высокой производительностью с учетом мерзлоты и низких пластовых давлений.

В сентябре 1983 г. на базе отделений технологии глубокого бурения и экспериментально-конструкторских работ ЗапСибНИГНИ приказом Главтюменьгеологии был организован Западно-Сибирский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт глубокого разведочного бурения (ЗапСибБурНИПИ).

Отдел математических методов геологических и геофизических исследований

Отдел математических исследований организован в 1967 году. За период работы в отделе создан ряд новых методов и комплексных программ, основными из которых являются:

1) Комплексная программа и метод решения задач по распознаванию образов;

2) Комплексная программа «Поиск» по решению задачи кинетической интерпретации годографов отраженных волн на ЭВМ;

3) Комплексная программа предварительной обработки данных сейсморазведки МОГТ на ЭВМ;

4) Комплексная программа разработки алгоритмов корреляции сейсмических волн;

5) Комплекс программ анализа залежей нефти и газа;

6) На основе сплайн-аппроксимации разработано новое направление, позволяющее строить карты геологических параметров, производить оптимальное размещение разведочных скважин, производить подсчет запасов нефти и газа, исследовать историю развития структур, прослеживать границы распространения пород-коллекторов.

Разработанный в институте новый метод дискретной корреляции сейсмических волн с помощью ЭВМ нашел практическое применение в Ямало-Ненецком геофизическом тресте и Спецнефтегеофизике. Созданы программы для обработки разнообразных геологических, гидрогеологических, геохимических и других данных. Руководителем отдела математики ЗапСибНИГНИ являлся А.М. Волков.

Родоначальниками математического направления в институте следует считать А.М. Волкова, Н.А. Гольдину и С.В. Гольдина. В отделе математических исследований работали А.М. Никашкин, В.А. Пятков, В.К. Рыбак, А.Н. Сидоров, В.В. Устюжанин.

Геохимические исследования

В секторе условий формирования залежей нефти и газа была разработана методика прогнозирования нефтеносности и отдельно газоносности структур по комплексу термодинамических и геохимических показателей. С этой целью были использованы карты метаморфизма, литологические карты, карты упругости растворенных в воде газов по крупным стратиграфическим комплексам.

Результаты геохимических исследований были использованы для составления карт прогнозов нефтегазоносности и карт прогноза качества нефтей. Руководителями геохимических исследований в разные годы были К.А. Шпильман, А.В. Рыльков и И.Н. Ушатинский.

Отдел минерального сырья

Обоснование поисков стройматериалов для районов нефтегазодобывающей промышленности и строек южной части Тюменской области, оценкой перспектив поиска углей, бокситов, свинца, молибдена, железа, золота и т.д. в институте занимался коллектив отдела минерального сырья и геологической карты, руководимый Л.Л. Подсосовой. В отделе работали такие известные специалисты, как Т.И. Золотарев, М.А. Костюк, В С. Митюшова, И.Д. Песковский, В.А. Пономарев.

Заключение

На протяжении своей 30-летней истории коллектив ЗапСибНИГНИ работал в тесном контакте с Главтюменьгеологией и другими производственными организациями. Большинство рекомендаций института было внедрено в производство. В области поисковых работ институт разрабатывал рекомендации по очередности выбора подготовленных структур и заложению поисковых скважин на основе ежегодно составляемых региональных структурных карт масштабов 1:1 000 000, 1:500 000 и 1:200 000, каталога паспортов подготовленных к бурению локальных поднятий. В ежегодном режиме производилась переинтерпретация сейсмических материалов по основным площадям.

Институтом рекомендован для внедрения широкий комплекс научно-технических разработок по направлениям работ, уточнению структурных карт, методике геолого-промысловых, промыслово-геофизических и сейсмических исследований, подсчету запасов нефти и газа, определения подсчетных параметров по промыслово-геофизическим данным и анализам керна.

ЗапСибНИГНИ принимал участие в разработке фундаментальных проблем и вопросов общесоюзного значения. Созданы отдельные образцы технических средств и аппаратуры.

В целом в работе института соблюдался баланс между теоретическими, методическими и прикладными видами научных исследований. Теоретические исследования создавали научную базу на перспективу, методические создавали новые и совершенствовали уже применяемые методы работ, прикладные обосновывали текущие планы, обеспечивали внедрение в производство новых разработок.

Таким подходом наука способствовала повышению эффективности ГРР. Коллектив института работал на основе системно-целевой системы планирования с геолого-экономической оценкой результатов исследований по основным видам ГРР. В ЗапСибНИГНИ работали высококвалифицированные кадры по всем отраслям геологических знаний. В коллективе института было подготовлено 15 докторов наук, более 70 кандидатов наук. В институте работали семь лауреатов Ленинской премии, два лауреата Государственной премии, пять лауреатов премии Совета Министров РСФСР, два лауреата премии имени академика И.М. Губкина, шесть лауреатов премии имени Ленинского комсомола.

В институте осуществлялось группирование тем по главным проблемам, имеющим важное народно-хозяйственное значение. Осуществлялась публикация всех рекомендаций в виде специального сборника, рассылаемого во все заинтересованные организации страны. Апробация главных результатов осуществлялась в виде докладов на Межведомственных совещаниях. Широко привлекались к решению тем института научные и производственные организации Мингео СССР, Академии наук и других ведомств.

В начале 90-х годов в государстве произошли коренные экономические преобразования, что негативно отразилось на всей отраслевой науке. Прекратилось финансирование ГРР, прекратила свое существование Главтюменьгеология, ЗапСибНИГНИ был передан в систему Министерства образования и несколько лет являлся структурным подразделением Тюменского Государственного нефтегазового университета. Последними руководителями института были В.К. Федорцов и А.В. Рыльков.

Значительный научный потенциал института, если бы он был сохранен, при должном государственном внимании мог бы и в настоящее время продолжать вносить большой вклад в освоение нефтегазового потенциала Западно-Сибирской НГП и укрепление минерально-сырьевой базы страны.

Литература

Биография Великого подвига: Тюменская геология: Годы. Люди. События (1953–2003) (2003). Екатеринбург: Сред.-Урал. кн. изд., 688 с.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. (2015). Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд. СО РАН, 300 с.

Бочкарев В.С., Бородкин В.Н., Дещеня Н.П. (2006). Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – открытие, освоение, перспективы. *Горные ведомости*, 2, с. 8–12.

Геология нефти и газа Западной Сибири (1975). М: Недра, 679 с.

Наумов А.П., Онищук Т.М., Бинштok М.М. (1977). Особенности формирования неокомских отложений Среднего Приобья. *Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири*. Тюмень: ТИИ, с. 39–49.

Нефть и газ Тюмени в документах (1971). Том 1. Свердловск: Сред.-Урал. кн. изд., 480 с.

Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ (1961). *Геология нефти и газа*, 11, с. 1–8.

Сведения об авторах

Владимир Николаевич Бородкин – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский индустриальный университет

Россия, 625016, Тюмень, ул. Мельникайте, д. 55, кв. 86

Марина Валерьевна Комгорт – доктор ист. наук, профессор кафедры «Гуманитарных наук и технологий», Тюменский индустриальный университет

Россия, 625016, Тюмень, ул. Мельникайте, д. 55, кв. 86

Иван Иванович Нестеров (мл.) – заместитель директора научно-технического центра ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Немцова, д. 22

e-mail: nesterov@mnpgeodata.ru

Статья поступила в редакцию 10.03.2023;
Принята к публикации 11.03.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

HISTORICAL REVIEW

The leading role of West Siberian Research and Geological Oil Exploration Institute in the development of the oil and gas potential of the West Siberian oil and gas province and the development of the country's mineral resource base

V.N. Borodkin[1], M.V. Komgort[1], I.I. Nesterov (Jr.)[2]*
[1]*Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation*
[2]*GEODATA JSC, Tyumen, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Ivan I. Nesterov, e-mail: nesterov@mnpgeodata.ru*

Abstract. The history of creation is given, the complex of studies carried out by the Tyumen branch of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS) in 1960–1964 and by West Siberian Research and Geological Prospecting Oil Institute (ZapSibNIGNI) in 1964–1996 is analyzed. The role of the Institute in the substantiation of oil and gas potential and developing the resource base of the West Siberian oil and gas province is shown. The scientific forecasts and developments of the Institute's employees, which influenced the increase in the efficiency of geological exploration are presented. In preparing the article, previously unpublished documents from the archive of the Directorate of ZapSibNIGNI were used.

Keywords: West Siberian oil and gas province, ZapSibNIGNI, oil and gas fields, N.N. Rostovtsev, I.I. Nesterov

Recommended citation: Borodkin V.N., Komgort M.V., Nesterov I.I. (Jr.) (2023). The leading role of West Siberian Research and Geological Oil Exploration Institute in the development of the oil and gas potential of the West Siberian oil and gas province and the development of the country's mineral resource base. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 24–35. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.3

References

Biography of the Great achievement: Tyumen geology: Years. People. Events (1953–2003) (2003). Yekaterinburg: Sred.-Ural. kn. izd., 688 p. (In Russ.)

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. (2015). Characteristics of the geological structure and oil and gas content of the Achimov oil and gas complex of Western Siberia. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 300 p. (In Russ.)

Bochkarev V.S., Borodkin V.N., Deshchenya N.P. (2006). West Siberian oil and gas province – discovery, development, prospects. *Gornye Vedomosti*, 2, pp. 8–12. (In Russ.)

Geology of oil and gas in Western Siberia (1975). Moscow: Nedra, 679 p. (In Russ.)

Naumov A.P., Onischuk T.M., Binshtok M.M. (1977). Formation features of the Neocomian deposits in the Middle Ob region. *Geology and exploration of oil and gas fields in Western Siberia*. Tyumen: TII, pp. 39–49. (In Russ.)

Oil and gas of Tyumen in documents (1971). Volume 1. Sverdlovsk: Sred.-Ural. kn. izd., 480 p. (In Russ.)

Oil and gas potential of the West Siberian Lowland and the main directions of geological exploration for oil and gas (1961). *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 11, pp. 1–8. (In Russ.)

About the Authors

Vladimir N. Borodkin – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor of the Geology of the oil and gas fields Department
Tyumen Industrial University
55-86 Mel'nikayte St., Tyumen, 625016, Russian Federation

Marina V. Komgort – Dr. Sci. (History), Professor of the Humanities and Technology Department
Tyumen Industrial University
55-86 Mel'nikayte St., Tyumen, 625016, Russian Federation

Ivan I. Nesterov (Jr.) – Deputy Director of the Scientific-Technical Centre
GEODATA JSC
22 Nemtsova St., Tyumen, 625002, Russian Federation

Manuscript received 10 March 2023;
Accepted 11 March 2023; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.4

УДК 553.982

Ретроспективный анализ эффективности поисково-разведочных работ на предприятиях «Главтюменьгеология» в 1960–1990 гг. в Широтном Приобье как основа планирования поисково-разведочного бурения

А.В. Соколов
ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Анализ исторических статистических данных по приросту углеводородного сырья и буровой проходке в процессе проведения поисков и разведки месторождений нефти и газа на территории Широтного Приобья позволил выявить важные закономерности в динамике критериев эффективности работ. Полученные расчетные показатели удельной годовой и среднемноголетней эффективности поисково-разведочных работ могут быть использованы для планирования объемов бурения, оценки времени проведения буровых работ и расчета их стоимости. Оценивается физическая возможность проведения поисково-разведочного бурения для перевода региональных ресурсных ожиданий в доказанные запасы промышленных категорий.

Ключевые слова: ресурсы, запасы, поисково-разведочная проходка, прирост запасов, удельная эффективность, нефть и газ, добыча

Для цитирования: Соколов А.В. (2023). Ретроспективный анализ эффективности поисково-разведочных работ на предприятиях «Главтюменьгеология» в 1960–1990 гг. в Широтном Приобье как основа планирования поисково-разведочного бурения. *Георесурсы,* 25(1), с. 36–44. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.4

Введение

Актуальность проведения геологоразведочных работ (ГРР) для подготовки новых запасов нефти и газа в Западной Сибири не вызывает ни у кого возражений. В этой связи, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ значения подготовленных ($Д_0$), локализованных ($Д_л$), перспективных ($Д_1$), прогнозируемых ($Д_2$) и других ресурсов углеводородного сырья (УВС), оцениваемые в диапазоне от нескольких десятков до сотен млрд т, традиционно рассматриваются как исходная база для дальнейшего проведения поисково-разведочного бурения с целью перевода ресурсов в запасы промышленных категорий.

Следует сказать, что сами по себе огромные величины значений ресурсов УВС еще не могут являться гарантией целесообразности проведения поисково-разведочных работ, поскольку, приняв за основу ту или иную величину ресурсных ожиданий, следом объективно возникают вопросы – какой физический объем поисково-разведочного бурения необходим, чтобы перевести эти ресурсы в запасы категорий C_1 и C_2 для последующего промышленного освоения? За какой срок? С какой эффективностью? Ответы на эти вопросы являются решающими, т.к. дают понимание практической реализуемости буровых программ и возможности перевода ресурсов УВС в доказанные запасы. Насколько известно автору настоящей работы, подобных исследований, позволяющих оценить физические объемы будущей поисково-разведочной проходки и эффективность ее проведения при переводе ресурсных оценок в доказанные запасы для условий Широтного Приобья в новейшей истории не проводилось.

Методика расчетов

Традиционно в качестве информативного критерия оценки эффективности поисково-разведочных работ рассматривается годовой удельный прирост извлекаемых запасов категории C_1 на метр поисково-разведочной проходки, который рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{C1}{H}, \quad (1)$$

где q – годовая эффективность ГРР, т/м, C_1 – годовой прирост запасов категории C_1, млн т, Н – годовая проходка, пог. м.

Очевидно, что динамика изменения во времени критерия q очень чувствительна к годовым колебаниям как самого прироста запасов, так и объемам проходки. Поэтому для анализа также применяют среднемноголетний (или кумулятивный) удельный прирост извлекаемых запасов категории C_1 на кумулятивную поисково-разведочную проходку, рассчитываемый по формуле:

$$Q = \frac{\sum C1}{\sum H}, \quad (2)$$

где Q – кумулятивная эффективность ГРР, т/м, С1 – кумулятивный прирост запасов категории C_1, млн т, Н – кумулятивная проходка, пог. м.

Динамика изменения во времени обоих величин существенно различается. Среднемноголетняя эффективность менее подвержена годовым колебаниям, хотя и повторяет

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

изменения годовой эффективности, но при несравненно меньших амплитудах колебаний. Такая инерционная особенность, обеспечивающая сглаженность кривой, способствует выявлению закономерностей эволюции этой величины во времени.

Наиболее полно методика интерпретации обозначенных выше двух критериев и результаты ее применения описаны в работе (Соколов, 1990). Так, в частности, в ней отмечается, что *«…основное априорное положение для исследования поведения двух вышеназванных критериев: если в каком-либо нефтегазоносном районе проводится многолетнее финансирование бурения для поисков и разведки месторождений нефти и газа, то обязательно формируются определенные закономерности динамики изменения этих критериев во времени...»*. Изучение их взаимоотношений относительно друг друга дает возможность понять на какой стадии эффективности геологоразведочных работ находится нефтегазоносный район, а также прогнозировать будущую эффективность их проведения.

Исходные данные

В качестве исходной информации для расчета и последующего анализа текущих величин и соотношений годовой и среднемноголетней величин удельного прироста запасов на метр проходки послужили данные, собранные автором настоящей статьи за весь период ГРР – от начала поисковых работ в Широтном Приобье до настоящего времени.

Так, в частности, по фондовым исследованиям систематизированы исторические статистические данные по приросту извлекаемых запасов категории C_1 и объемов проходки поисково-разведочного бурения с 1960 г. по 1990 г. для трех производственно-геологических объединений (ПГО), проведенных на территории Широтного Приобья – «Ханты-Мансийскнефтегазгеология», «Обьнефтегазгеология» и «Мегионнефтегазгеология», входящих в те годы в состав «Главтюменьгеология» (рис. 1, табл. 1).

Рис. 1. Примерная схема районов работ ПГО, работающих на территории Широтного Приобья в 1960–1990 гг. и входящих в состав «Главтюменьгеология». Исходная карта по данным АО «СибНАЦ», 2018. ХМНГТ – ПГО «Ханты-Мансийскнефтегазгеология», ОНГГ – ПГО «Обьнефтегазгеология», МНГГ – ПГО «Мегионнефтегазгеология»

			ШИРОТНОЕ ПРИОБЬЕ					
Год	Открытия	2D сейс., пог км	ПРИРОСТ С1, млн т	ПРОХОДКА, тыс. м	Годовая эфф., т/м	Кумулятив. прирост, млн т	Кумулятив. проходка, тыс. м	Средне-многолетняя эфф., т/м
1960	4	5 000	3	99	25	3	96	26
1961	7	8 000	18	126	139	20	223	90
1962	5	8 000	61	171	358	81	393	206
1963	3	8 500	121	265	455	202	658	306
1964	9	9 000	240	325	740	442	983	450
1965	12	8 500	491	406	1 210	933	1 389	672
1966	7	8 000	393	419	938	1 327	1 808	734
1967	2	7 500	378	441	856	1 704	2 249	758
1968	8	9 500	613	363	1 691	2 317	2 612	887
1969	3	8 000	550	325	1 691	2 867	2 937	976
1970	1	6 000	810	284	2 853	3 677	3 221	1 142
1971	12	5 800	473	262	1 807	4 150	3 483	1 192
1972	7	6 000	730	275	2 652	4 880	3 758	1 299
1973	5	5 000	753	299	2 520	5 633	4 057	1 389
1974	3	5 800	885	339	2 612	6 518	4 395	1 483
1975	4	5 800	835	423	1 973	7 353	4 819	1 526
1976	4	8 500	467	380	1 228	7 820	5 199	1 504
1977	3	8 000	546	403	1 353	8 366	5 602	1 493
1978	3	7 500	894	515	1 738	9 261	6 117	1 514
1979	5	9 000	1 061	496	2 138	10 321	6 613	1 561
1980	7	9 800	1 047	703	1 489	11 368	7 316	1 554
1981	15	9 500	547	763	717	11 915	8 079	1 475
1982	15	12 000	626	817	766	12 541	8 896	1 410
1983	13	14 000	601	894	672	13 142	9 790	1 342
1984	10	15 000	900	918	981	14 042	10 708	1 311
1985	12	16 000	883	1 065	829	14 925	11 773	1 268
1986	15	18 000	605	1 172	516	15 529	12 945	1 200
1987	13	22 500	753	1 371	549	16 283	14 316	1 137
1988	27	27 000	815	1 515	538	17 097	15 831	1 080
1989	16	29 000	750	1 444	519	17 847	17 276	1 033
1990	13	25 000	720	1 262	570	18 567	18 538	1 002
1991	7	23 000	425	980	434	18 992	19 518	973
1992	7	21 000	89	690	129	19 081	20 208	944
1993	5	14 000	101	490	207	19 182	20 698	927
1994	3	17 500	62	394	156	19 244	21 092	912
1995	4	11 000	78	328	238	19 322	21 420	902
1996	10	15 606	63	442	142	19 385	21 862	887
1997	16	16 121	215	621	346	19 600	22 483	872
1998	19	23 896	114	611	187	19 714	23 094	854
1999	16	28 089	121	621	195	19 835	23 715	836
2000	15	24 701	158	831	190	19 994	24 546	815
2001	19	38 061	61	1 044	59	20 055	25 590	784
2002	19	27 979	34	552	62	20 089	26 142	768
2003	15	16 935	27	462	58	20 116	26 604	756
2004	13	19 649	35	394	89	20 151	26 998	746
2005	3	9 478	9	325	27	20 160	27 323	738
2006	9	12 287	16	319	49	20 175	27 642	730
2007	1	9 802	3	324	8	20 178	27 966	722
2008	1	4 681	1	318	4	20 179	28 284	713
2009	11	3 769	66	213	311	20 245	28 497	710
2010	4	1 921	90	271	332	20 335	28 768	707
2011	8	1 969	60	264	227	20 395	29 032	703
2012	6	1 935	69	305	227	20 464	29 337	698
2013	4	1 868	62	311	198	20 526	29 648	692
2014	6	4 387	87	318	272	20 612	29 966	688
2015	2	9 137	66	267	249	20 679	30 233	684

Табл. 1. Исходные данные по поисково-разведочной проходке (тыс. м) и приростам запасов (млн т) для расчета среднегодовой и среднемноголетней эффективности работ. 1960–1990 гг.: данные прироста запасов категории C_1 для ПГО, входящих в состав «Главтюменьгеология», работавших на территории Широтного Приобья (авторские данные). 1991–2000 гг.: данные прироста запасов категории C_1 для нефтяных компаний, работавших на территории ХМАО – Югры (авторские данные, собранные по интернет-источникам). 2001–2010 гг.: данные прироста запасов категорий C_1+C_2 для нефтяных компаний, работавших на территории ХМАО – Югры (по данным ЦРН ХМАО – Югра, 2010). 2011–2021 гг.: данные прироста запасов категорий C_1+B_1 для нефтяных компаний, работавших на территории ХМАО – Югры (по данным ЦРН ХМАО – Югра, 2021)

ПГО "Мегионнефтегазгеология"						
Год	ПРИРОСТ С1, млн т	ПРОХОДКА, тыс. м	Годовая эфф., т/м	Кумулятив. прирост, млн т	Кумулятив. проходка, тыс. м	Среднемноголетняя эфф., т/м
1960						
1961						
1962	18	14	1 304	18	14	1 304
1963	45	68	657	63	82	766
1964	68	88	777	131	169	772
1965	166	118	1 402	296	288	1 031
1966	110	128	855	406	416	977
1967	67	146	458	473	562	842
1968	554	134	4 141	1 027	696	1 476
1969	476	129	3 698	1 503	824	1 823
1970	764	124	6 151	2 267	949	2 390
1971	430	130	3 315	2 697	1 078	2 501
1972	530	132	4 018	3 227	1 210	2 666
1973	476	140	3 407	3 703	1 350	2 743
1974	356	158	2 256	4 059	1 508	2 692
1975	411	210	1 953	4 470	1 718	2 602
1976	248	212	1 168	4 718	1 930	2 444
1977	330	238	1 385	5 047	2 168	2 328
1978	386	272	1 419	5 433	2 440	2 226
1979	485	253	1 920	5 918	2 693	2 198
1980	477	351	1 358	6 394	3 044	2 101
1981	279	356	783	6 673	3 400	1 963
1982	277	353	786	6 950	3 752	1 852
1983	250	349	718	7 201	4 101	1 756
1984	254	330	768	7 454	4 431	1 682
1985	292	393	742	7 746	4 824	1 606
1986	128	429	298	7 873	5 253	1 499
1987	228	481	474	8 101	5 734	1 413
1988	162	534	303	8 263	6 268	1 318
1989	201	464	433	8 464	6 732	1 257
1990	120	392	306	8 584	7 124	1 205

ПГО "Обьнефтегазгеология"						
Год	ПРИРОСТ С1, млн т	ПРОХОДКА, тыс. м	Годовая эфф., т/м	Кумулятив. прирост, млн т	Кумулятив. проходка, тыс. м	Среднемноголетняя эфф., т/м
1960		3			3	
1961	10	8	1 272	10	11	909
1962	41	25	1 643	51	36	1 419
1963	21	58	368	72	94	769
1964	126	89	1 413	199	184	1 083
1965	134	96	1 393	332	279	1 189
1966	178	105	1 696	510	384	1 328
1967	271	116	2 340	781	500	1 562
1968	54	94	566	835	595	1 404
1969	42	72	585	877	667	1 315
1970	13	61	217	890	727	1 223
1971	49	67	727	939	795	1 181
1972	180	79	2 283	1 119	873	1 281
1973	197	98	2 001	1 315	972	1 354
1974	485	116	4 189	1 800	1 088	1 655
1975	221	138	1 606	2 021	1 225	1 650
1976	144	112	1 279	2 165	1 337	1 619
1977	117	97	1 216	2 282	1 434	1 591
1978	390	150	2 595	2 672	1 584	1 687
1979	298	140	2 134	2 970	1 724	1 723
1980	247	203	1 216	3 217	1 927	1 670
1981	101	234	432	3 318	2 160	1 536
1982	116	251	461	3 434	2 411	1 424
1983	190	283	671	3 624	2 694	1 345
1984	417	307	1 357	4 041	3 002	1 346
1985	337	373	904	4 378	3 375	1 297
1986	249	414	600	4 627	3 789	1 221
1987	263	488	539	4 890	4 276	1 143
1988	268	520	516	5 158	4 797	1 075
1989	327	513	637	5 485	5 310	1 033
1990	300	464	647	5 785	5 774	1 002

Продолжение табл. 1

ПГО "Ханты-Мансийскнефтегазгеология"						
Год	ПРИРОСТ С1, млн т	ПРОХОДКА, тыс. м	Годовая эфф., т/м	Кумулятив. прирост, млн т	Кумулятив. проходка, тыс. м	Среднемноголетняя эфф., т/м
1960	3	96	26	3	96	26
1961	8	118	63	10	215	47
1962	2	132	15	12	347	35
1963	55	139	394	67	485	137
1964	46	148	311	113	633	178
1965	192	192	1 000	305	825	369
1966	105	186	568	410	1 011	406
1967	40	179	223	450	1 190	378
1968	6	134	44	456	1 325	344
1969	32	124	257	488	1 449	337
1970	33	99	331	521	1 548	336
1971	- 6	65	- 93	515	1 613	319
1972	20	65	307	535	1 677	319
1973	80	61	1 322	615	1 738	354
1974	44	65	675	659	1 803	365
1975	203	75	2 703	862	1 878	459
1976	76	56	1 353	938	1 935	485
1977	99	69	1 438	1 037	2 003	518
1978	119	92	1 284	1 155	2 096	551
1979	278	104	2 675	1 433	2 200	652
1980	323	149	2 167	1 757	2 349	748
1981	167	173	966	1 924	2 522	763
1982	233	213	1 092	2 157	2 735	789
1983	160	263	611	2 317	2 998	773
1984	229	280	820	2 547	3 278	777
1985	254	300	848	2 801	3 577	783
1986	228	329	695	3 029	3 906	776
1987	262	402	652	3 292	4 308	764
1988	384	461	833	3 676	4 769	771
1989	222	467	476	3 898	5 237	744
1990	300	407	737	4 198	5 644	744

Продолжение табл. 1

Следует особо отметить, что после социально-политических событий, приведших к расформированию «Главтюменьгеологии», с 1991 г. по 2000 г. сводная статистика по приросту запасов категории C_1 и буровой проходке не публиковалась, и автор настоящей работы по разрозненным литературным и фондовым источникам самостоятельно формировал статистические данные за этот период.

Далее, начиная с 2001 года и по настоящее время информация о приросте запасов, проходке и эффективности работ публикуется в ежегодных сборниках «Недропользование в ХМАО – Югра», выпускаемых НАЦ РН ХМАО – Югра им. В.И. Шпильмана. При этом необходимо подчеркнуть, что за период 2001–2010 гг. в этих сборниках в исходной статистике вместо прироста запасов категории C_1 приводится сумма категорий запасов C_1+C_2. А с 2011 года и по настоящее время в качестве исходной статистической выборки для расчета эффективности ГРР приводится сумма запасов категорий C_1+B_1. Выделить из этих сумм только запасы C_1 не представляется возможным.

Разумеется, добавление в таблицу 1 не совсем корректных данных за период 2001–2021 гг. к исторической выборке за период 1960–2000 гг. следует рассматривать как вынужденную меру в силу отсутствия опубликованных данных по годовым приростам только запасов категории C_1 по результатам поискового и разведочного бурения.

Однако, как считает автор настоящего исследования, основные закономерности совместного поведения кривых годовой и среднемноголетней эффективности работ установились задолго до 2000 года, что позволяет считать полученные и описанные ниже выводы представительными для всей территория Широтного Приобья.

Результаты анализа

Расчетные кривые годовой и среднемноголетней эффективности поисково-разведочных работ за период 1960–1990 гг. для трех ПГО, работавших на территории Широтного Приобья и входящих в состав «Главтюменьгеология», приведены на рисунке 2. Сводные графики, включающие в себя всю совокупность исходных данных (приросты запасов нефти, проходка, объем сейсморазведки 2D) по трем ПГО за период 1960–1990 гг. и данные за период 1990–2021 гг., представлены на рисунке 3.

Анализируя построенные графики, автор выделяет пять главных этапов, отражающих эффективность прироста запасов нефти промышленных категорий в Широтном Приобье.

Этап 1: 1960–1980 гг. Рост абсолютных величин приростов запасов категории C_1, вплоть до максимальных, достигающих 1 млрд т в год на фоне относительно небольшой буровой проходки (до 700 тыс. пог. м в год) и относительно небольших объемов сейсморазведочных работ 2D (до 9 тыс. пог. км в год). Как следствие, показатели удельной годовой эффективности прироста запасов

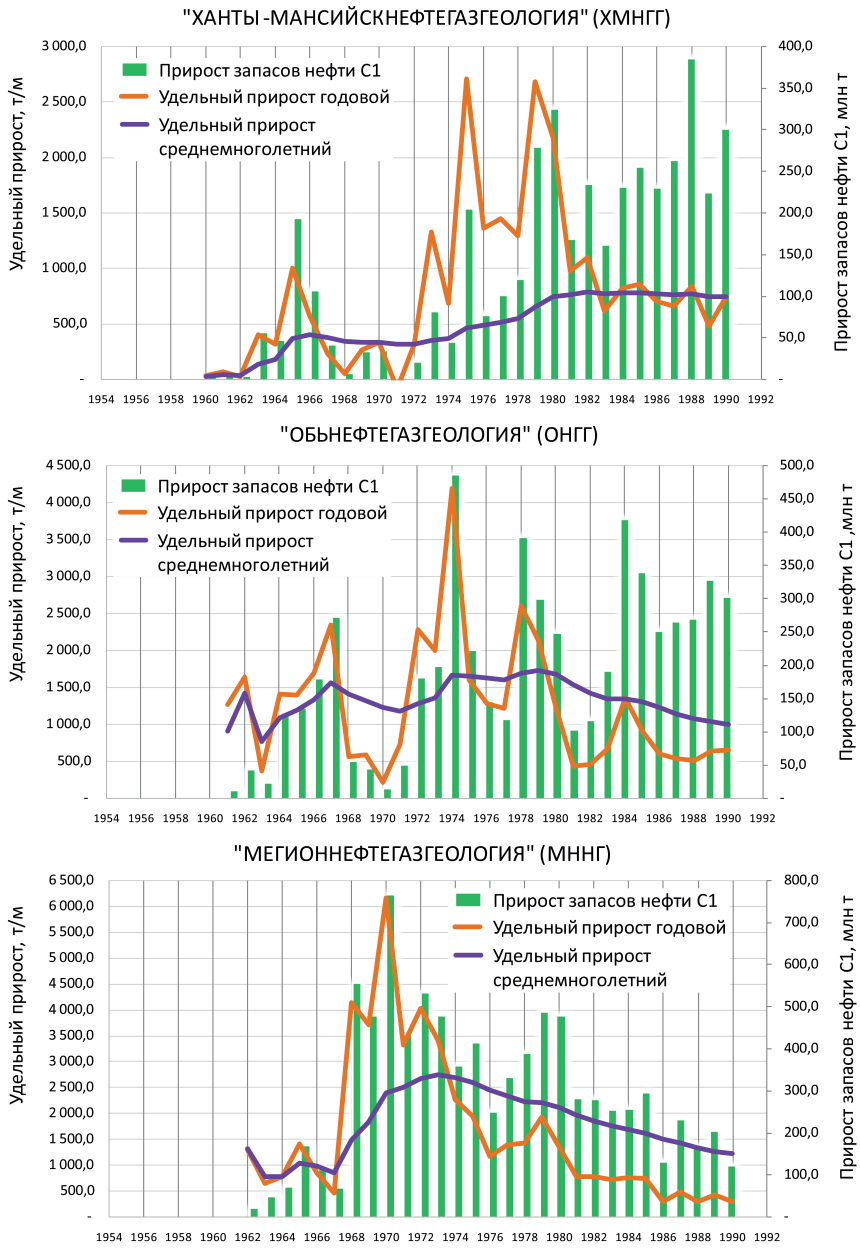


Рис. 2. Кривые среднегодовой и среднемноголетней эффективности поисково-разведочных работ для ПГО, работавших на территории Широтного Приобья и входящих в состав «Главтюменьгеология»

достигают максимальных значений (до 2850 т/м), что существенно выше среднемноголетней, и этот факт отражает «молодость» нефтегазоносного района.

Этап 2: 1981–1990 гг. Максимальные годовые приросты запасов С1 сохраняются на высоких абсолютных значениях (до 800 млн т в год), но уже благодаря резкому 2-х кратному увеличению объемов буровой проходки (до 1,5 млн пог. м в год). Также резко, в 3 раза, возросли объемы полевых сейсморазведочных работ 2D (до 29 тыс. пог. км в год). При этом показатели удельной годовой эффективности пошли на спад (до 500 т/м) и уже навсегда стали существенно меньше среднемноголетней эффективности. Основной вывод, который следует из этого наблюдения: в 1981 году осадочный мезо-кайнозский осадочный чехол Широтного Приобья вошел в фазу «старения», с точки зрения подготовки запасов нефти промышленных категорий. К этому времени исчерпались гигантские и крупные ловушки, и в поисковый оборот стали вводиться средние и мелкие структуры, подготовленные сейсморазведкой. Количество открываемых месторождений существенно увеличилось, но сами они стали меньше по размеру запасов. Максимальные годовые приросты запасов нефти промышленных категорий обеспечивались благодаря резко возросшим объемам ГРР как сейсморазведки, с помощью которой выявлены структуры средних и мелких размеров, так и грандиозными объемами поисково-разведочной проходки. К примеру, годовая проходка только в одном ПГО «Мегионнефтегазгеология» в 1988 году составила 534 тыс. пог. м!

Этап 3: 1991–1994 гг. Развал системного государственного геологического изучения недр, в том числе в Западной Сибири. Физические объемы площадных сейсмических исследований и буровая проходка упали до минимальных значений, как и количество открываемых месторождений.

Показатели удельной годовой эффективности работ существенно понизились (до 200 т/м). Изучение причин

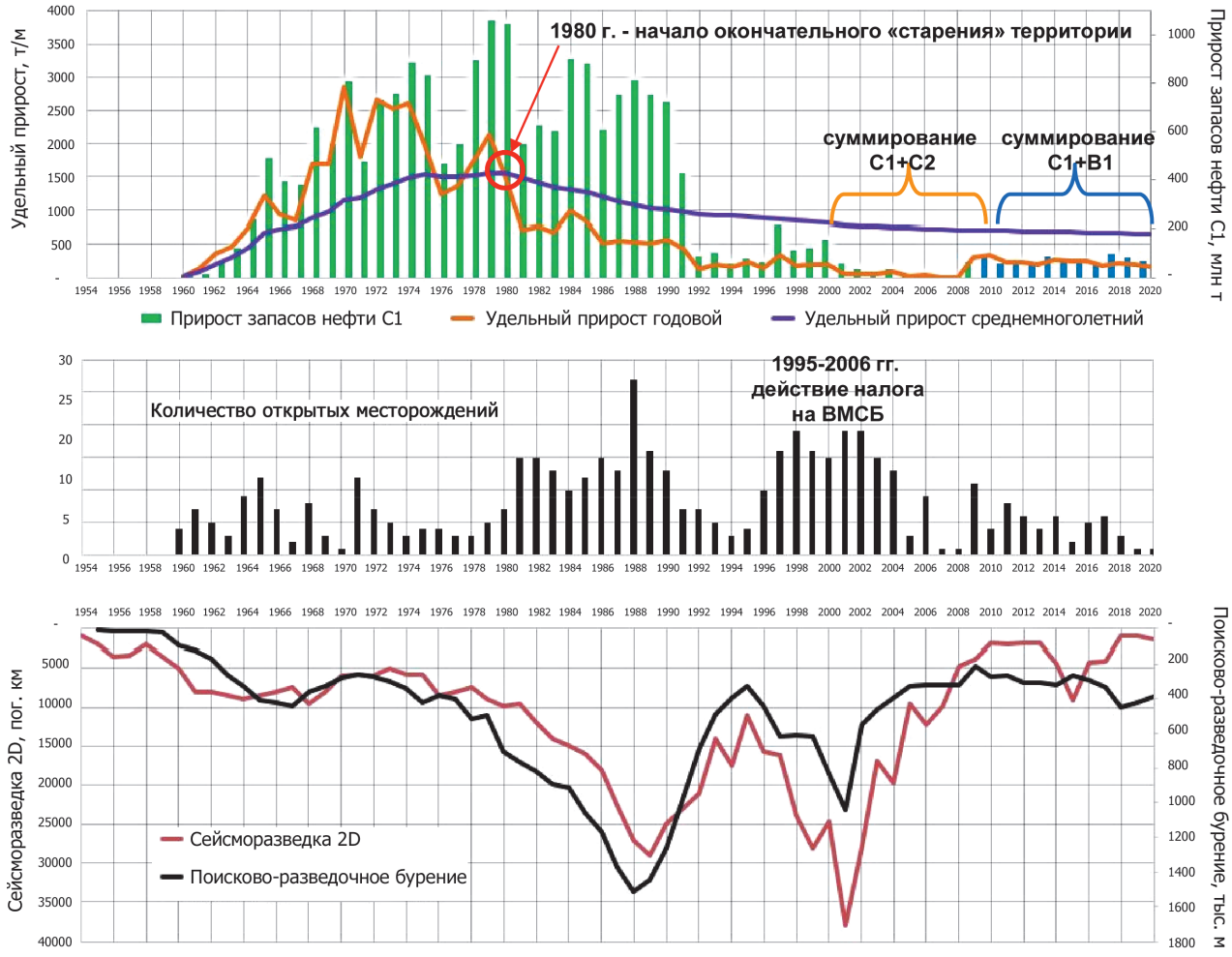


Рис. 3. Ретроспективный анализ эффективности ГРР для территории Широтного Приобья (ХМАО – Югра)

падения как физических объемов работ, так и их эффективности на этом историческом этапе выходит за рамки исследования настоящей статьи.

Этап 4: 1995–2006 гг. Сказывается влияние налога на ВМСБ, введенного в 1995 году, который стимулировал нефтяные компании адресно финансировать геологоразведочные работы и который был, к сожалению, отменен в 2003 году. В этот период окончательно оформились сферы влияний крупных нефтегазовых ВИНК, которые часто совместно с ведущими западными мэйджорами мировой нефтегазодобычи продолжали вести геологоразведочные работы. Следует отметить, что в этот период наблюдается всплеск поискового бурения за счет средств территориального бюджета ХМАО – Югра. Как итог – увеличились годовые объемы физических работ (сейсморазведка 2D – до 38 тыс. пог. км в год; буровая проходка – до 1 млн пог. м в год). Как следствие, возросло количество открываемых месторождений (до 19 открытий в год). Однако показатели удельной годовой эффективности работ уже не росли, а стабильно снижались и в конце этапа не превышали значений 50 т/м. Широтное Приобье окончательно приобрело все признаки «стареющего» региона – увеличение проходки уже не в состоянии было поднять годовую эффективность над среднемноголетней. Стал отчетливо наблюдаться «структурный голод» антиклинальных ловушек, повысилась сложность их локализации, а размер открытий существенно уменьшился.

Этап 5: 2007 – по настоящее время. Помимо отмены налога на ВМСБ, спровоцировавшего резкое падение геологоразведочных работ, в этот период нарастает негативное влияние «лоскутного» недропользования. Компании проводят поисково-разведочные работы только в пределах своих лицензионных участков, часто скрывая результаты от своих «соседей». Объем государственного (как федерального, так и территориального) финансирования геологоразведочных работ стал ничтожным.

Слабый положительный импульс дала программа поискового лицензирования по заявительному принципу, реализованная с 2005 года, привлекшая независимый частный бизнес, обеспечившего заемное финансирование нефтепоисковых работ путем публичного размещения акций своих компаний на западных биржах. В результате наблюдается кратковременный всплеск количества открытий новых месторождений (до 11 открытий в год). Однако этот эффект носит кратковременный характер, и в настоящий момент число открытий месторождений колеблется от одного до четырех в год.

Понимание реальной величины удельной годовой эффективности прироста запасов на метр проходки сильно затруднено по следующим причинам.

Во-первых, как уже указывалось выше, за период 2001–2010 гг. в исходной статистике данных приводится сумма запасов категорий C_1+C_2, а с 2011 г. и по настоящее время используется сумма запасов категорий C_1+B_1 (рис. 4).

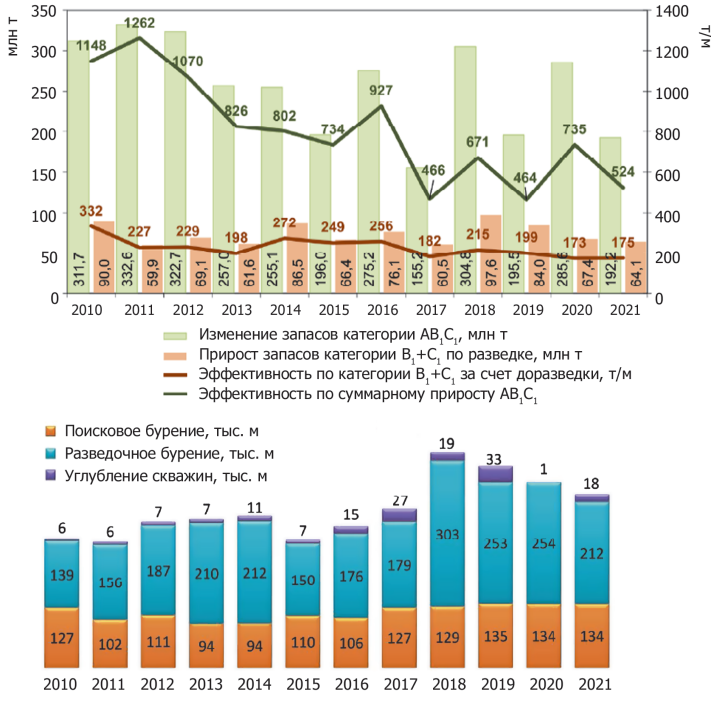


Рис. 4. Показатели эффективности ГРР за период 2010–2021 гг. для территории ХМАО – Югра (по данным Ежегодного аналитического обзора «Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2021 году», 2022)

Во-вторых, с 2011 года в статистику стала добавляться так называемая «разведочная» проходка эксплуатационных скважин, обеспечивающих перевод запасов из категории $В_2$ в $В_1$. «Разведочной» эта проходка была «назначена» по той причине, что при постановке запасов на государственный баланс движение запасов из категорий $В_2$ в $В_1$ отражается по графе «разведка». Сколько в этом «разведочном» метраже действительно разведочного – выяснить невозможно.

В итоге из-за влияния двух вышеназванных причин официально декларируемая удельная годовая эффективность работ в пределах 332–175 т/м представляется искаженной и существенно завышенной. Расчеты реальной годовой эффективности – удельного прироста запасов категории $С_1$ на метр проходки (т/м) по результатам только поискового бурения за последние семь лет – показывают диапазон изменения существенно меньше – от 28 до 73 т/м. Исходные данные для этих расчетов заимствованы из ежегодных обзоров «Недропользование в ХМАО – Югра», раскрывающих результаты прироста запасов категории $С_1$ и объемов поисковой проходки на поисковых лицензиях типа НП.

Таким образом, для текущего пятого этапа (2005 г. – н.в.) значение удельной годовой эффективности прироста запасов категории $С_1$ на метр проходки рекомендуется для дальнейшего планирования принимать в среднем равным 50 т/м.

Однако следует помнить, что антиклинальная эра поисков нефти в обустроенных районах Западной Сибири закончилась, и весь фонд антиклинальных ловушек практически выявлен и разведан. Чтобы продолжить открывать новые месторождения, необходимо целенаправленно искать нефть в прогибах, в отрицательных формах подземного рельефа, на моноклиналях, т.е. в неантиклинальных ловушках. Очевидно, что это усложняет выявление сложнопостроенных ловушек, увеличивает длительность поисков и стоимость ГРР, и, как следствие, ожидаемая годовая эффективность подготовки доказанных запасов категорий $С_1$ будет значительно меньше 50 т/м.

Прогнозирование объемов проходки по оценкам ресурсных ожиданий

Понимание ожидаемой величины годовой эффективности открывает возможность расчетным путем оценить планируемые объемы поисково-разведочной проходки. Для этого формула (1) легко трансформируется в формулу:

$$Н = \frac{С1}{q}, \qquad (3)$$

где Н – проходка, пог. м, С1 – прирост запасов категории $С_1$, млн т, q – эффективность ГРР, т/м.

В качестве иллюстрации такого расчета проведем оценку возможных объемов буровой проходки, которые потребуются, к примеру, для опоискования юрских отложений в пределах ХМАО – Югра (рис. 5). В качестве исходной величины принимаются подготовленные к глубокому бурению ресурсы $Д_0$ в размере 540 млн т, сосредоточенные в 511 ловушках.

Разумеется, при подобных расчетах необходимо ответить на базовый вопрос – какую величину коэффициента подтверждаемости принимать при переводе подготовленных ресурсов $Д_0$ в доказанные запасы категории $С_1$? Несмотря на большое количество проведенных исследований, посвященных этой проблеме, в настоящей работе для простоты и наглядности счета приняты три уровня подтверждаемости – 100 %, 50 % и 25 %.

При заданной эффективности удельного прироста запасов на метр проходки, равной 50 т/м для опоискования юрских отложений, для каждого уровня вероятности рассчитаны три величины ожидаемой проходки: 10,8 млн пог. м (Р = 100 %); 5,4 млн пог. м (Р = 50 %); 2,7 млн пог. м (Р = 25 %).

Для понимания реальности осуществления рассчитанных объемов буровых работ уместно напомнить, что за 30 лет активных поисково-разведочных работ (1960–1990 гг.)

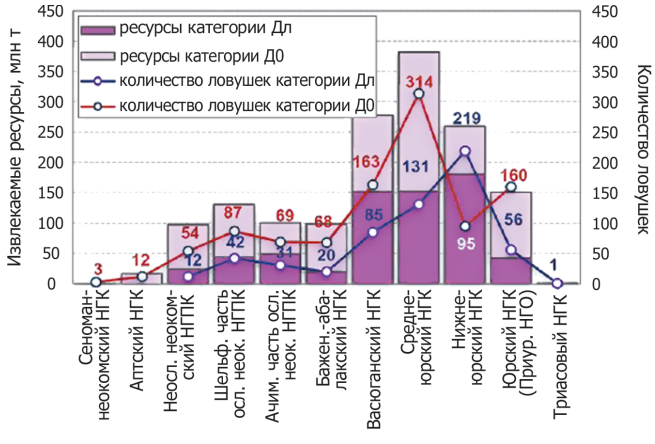


Рис. 5. Распределение извлекаемых ресурсов нефти категорий $Д_0$ и $Д_1$ для территории ХМАО – Югра по нефтегазоносным комплексам (по данным Ежегодного аналитического обзора «Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2021 году», 2022)

в Широтном Приобье пробурено всего 18,6 млн пог. м поисково-разведочной проходки.

Таким образом, следует признать, что даже при самом скромном сценарии ожидаемая суммарная проходка в 2,7 млн пог. м представляется заведомо нереализуемой в ближайшем будущем. И это рассматривался расчет только для юрского стратиграфического комплекса! Если же рассматривать остальные стратиграфические комплексы и дополнительные ресурсные оценки (локализованные $Д_л$, перспективные $Д_1$ и т.д.), то расчетные показатели необходимой буровой проходки, превышающие значения 50 млн пог. м, следует признать в современных реалиях развития отечественно нефтегазового комплекса при текущей налоговой политике и экономической ситуации в стране абсолютно нереализуемыми ни при каких обстоятельствах.

Выводы

Предложенные пять этапов, отражающих эффективность прироста запасов нефти промышленных категорий в Широтном Приобье, не претендуют на исключительность, но, как считает автор, они отражают основные вехи развития минерально-сырьевой базы территории за период с начала работ по настоящее время.

В период с 1960 по 1990 гг. проведены системные геологоразведочные работы, что позволило выявить определенные закономерности динамики изменения годовой и среднемноголетней эффективности и определить 1980 год как момент, когда территория Широтного Приобья вошла в фазу «старения района».

Для расчета корректного понимания эффективности работ необходимо использовать только прирост запасов категории C_1 и только проходку из поисково-разведочных скважин. Необходимо восстановить статистику приростов запасов категории C_1 и поисково-разведочной проходки с начала 2000-х годов. Расчеты, основанные на учете запасов категорий C_1+B_1 и проходки разведочных и эксплуатационных скважин, искажают понимание эффективности.

Занимаясь региональными оценками ресурсных ожиданий, в первую очередь, необходимо оценивать возможность физической реализации буровых работ. Как показал пример конвертации текущих оценок ресурсного потенциала в доказанные запасы, возможность реализации поисковых работ в ближайшем обозримом будущем отсутствует.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность Нестерову Валерию Николаевичу, внесшему существенный вклад в анализ результатов прироста запасов категории C_1 и поисково-разведочной проходки за период 1960–1990 гг.

Литература

Ежегодный аналитический обзор «Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2021 году» (2022). Ханты-Мансийск: Департамент недропользования и природных ресурсов Правительства ХМАО – Югра.

Конторович А.Э., Сурков В.С., Нестеров И.И. и др. (1977). Основные этапы и результаты поисковых работ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 11, с. 21–25.

Соколов В.Я. (1990). Геологические расчеты в поисково-разведочном бурении на нефти и газ. М: Недра.

Сведения об авторе

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

Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

Статья поступила в редакцию 01.03.2023;
Принята к публикации 17.03.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Retrospective analysis of prospecting and exploration efficiency at the Glavtyumengeologia in 1960–1990 in the Shirotny Ob region as the basis for planning prospecting and exploration drilling

A.V. Sokolov
PETROGEKO JSC, Nizhnevartovsk, Russian Federation
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Abstract. An analysis of historical statistical data on the hydrocarbons growth and drilling during prospecting and exploration of oil and gas fields in the Shirotny Ob region made it possible to identify important patterns in the dynamics of work efficiency criteria. The obtained calculations of the specific annual and average long-term efficiency of prospecting and exploration works can be used to plan drilling meterage, estimate the time of drilling operations and calculate their cost. The feasibility of carrying out prospecting and exploration drilling to convert regional resource expectations into proven reserves of commercial categories is assessed.

Key words: resources, reserves, exploration drilling, reserves growth, specific efficiency, oil and gas, production

Recommended citation: Sokolov A.V. (2023). Retrospective analysis of prospecting and exploration efficiency at the Glavtyumengeologia in 1960–1990 in the Shirotny Ob region as the basis for planning prospecting and exploration drilling. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 36–44. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.4

References

Annual analytical review «Subsoil use in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra in 2021» (2022). Khanty-Mansiysk: Department of Subsoil Use and Natural Resources of the Government of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Surkov V.S., Nesterov I.I. et al. (1977). The main stages and results of exploration works in the West Siberian oil and gas province. *Geologiya nefti i gaza,* 11, pp. 21–25. (In Russ.)

Sokolov V.Ya. (1990). Geological calculations in exploration drilling for oil and gas. Moscow: Nedra. (In Russ.)

About the Author

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGEKO JSC, Editor-in-Chief of the Journal Georesursy

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

Manuscript received 01 March 2023;
Accepted 17 March 2023; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5

УДК 553.982

Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири

А.В. Соколов[1], А.В. Шубина[2]*

[1]ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия

[2]ФБУ «ГКЗ», Москва, Россия

Распределение накопленной добычи и текущих запасов нефти всех категорий, дифференцированных по административным субъектам, расположенных в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, показывает существенную неоднородность в распределении этих показателей по стратиграфическим горизонтам. Для каждого горизонта проводится комплексирование критерия обеспеченности добычи текущими запасами категории А и обводненностью продукции. Показано, что основная доля как накопленной добычи, так и текущих извлекаемых запасов, обеспечивающих эту добычу, приходится на неокомский комплекс, который имеет критически высокие показатели обводненности продукции и низкие дебиты.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Томская Область, Красноярский край, обеспеченность запасов, кратность запасов, нефть и газ, добыча, обводненность продукции

Для цитирования: Соколов А.В., Шубина А.В. (2023). Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири. *Георесурсы,* 25(1), с. 45–50. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5

Введение

По данным государственного баланса полезных ископаемых РФ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП) числится около 18,3 млрд т текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти по сумме категорий $A+B_1+B_2+C_1+C_2$ и порядка 13,2 млрд т накопленной добычи нефти с суммарной обводненностью продукции, равной 89 %. Между тем, наивно полагать, что все ТИЗ нефти равномерно вовлечены в активную добычу. Изучение особенностей распределения накопленной добычи и текущих запасов разных категорий, дифференцированных по административным субъектам, расположенных в пределах ЗСНП, показывает существенную неоднородность в распределении этих показателей по стратиграфическим комплексам. В настоящей работе проведен анализ обеспеченности текущими запасами добычи нефти как по административным субъектам, так и стратиграфическим комплексам, вовлеченным в промышленную добычу.

Исходные статистические данные по добыче и запасам нефти учтены из государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации (Государственный баланс запасов…, 2022).

Методика расчетов

В работе (Соколов, Шубина, 2022) подробно изложена методика расчета обеспеченности добычи нефти текущими извлекаемыми запасами, основные положения которой заключаются в трех базовых принципах:

- использование величины ТИЗ категории А дает понимание активного объема запасов, который непосредственно вовлечен в добычу, т.к. по действующей классификации запасов (Классификация запасов и ресурсов…, 2013) добыча производится только из запасов категории А, и, соответственно, в текущей добыче доля категорий B_1 и C_1 ничтожна;
- критерий текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз), позволяет оценить насколько выработаны запасы категории А по отношению ко всей накопленной добыче;
- повышение информативности анализа дает комплексирование критерия Кодз с текущей обводненностью продукции W (%), поскольку практика поддержания пластового давления путем заводнения подразумевает по мере роста добычи и рост текущей обводненности.

Формула для расчета Кодз имеет вид:

$$\text{Кодз} = \frac{\text{Текущие запасы категории А, (млн т)}}{\text{Накопленная добыча Q, (млн т)}} \quad (1)$$

Применение этой методики дает возможность оценить выработку запасов категории А по отношению ко всей накопленной добыче. Значение Кодз более единицы указывает на начальную фазу жизни месторождения, менее единицы – свидетельствует о финальной стадии разработки. Равенство единице свидетельствует о том, что половина запасов уже извлечена.

На рисунке 1 показано теоретическое сопоставление параметров Кодз-W, где выделяются три области:

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

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

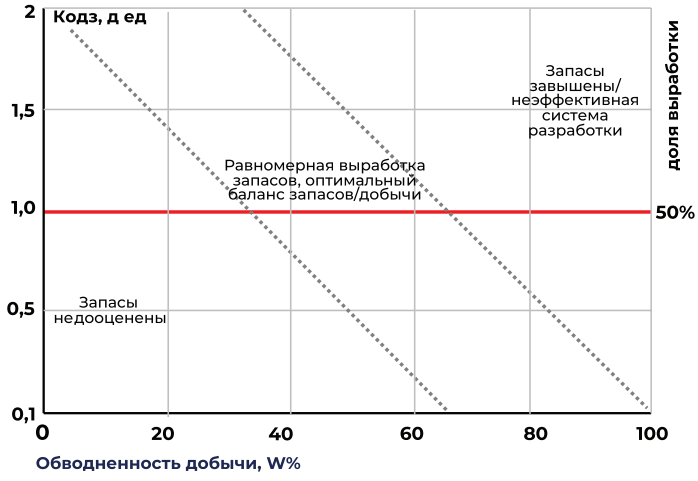


Рис. 1. Теоретическое сопоставление текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции W (%) по данным (Соколов, Шубина, 2022)

- 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.

Анализ распределения структуры запасов и добычи по стратиграфическим комплексам и административным субъектам

В настоящей работе проведено исследование распределения накопленной добычи и текущих запасов нефти, дифференцированных как по стратиграфическим комплексам ЗСНП, так и по административным субъектам.

На рисунке 2 представлена дифференциация накопленной добычи, а также структура ТИЗ по категориям по каждому стратиграфическому комплексу. Следует отметить, что в целом для всей ЗСНП накопленная добыча нефти составляет 13,2 млрд т, а сумма ТИЗ всех категорий $A+B_1+B_2+C_1+C_2$ – 18,3 млрд т. При этом значение Кодз для категории А составляет 0,40 при уровне обводненности W = 89 %, что говорит о высокой степени выработки недр.

Как и следовало ожидать, преобладающая роль по запасам и накопленной добычи для ЗСНП принадлежит неокомскому комплексу, в котором сосредоточено 8,5 млрд т текущих запасов нефти, и уже добыто более 11 млрд т (44 % от добычи РФ).

Из графика также наглядно следует, что «внутри» неокомских отложений основная доля ТИЗ приходится на категорию А (3,5 млрд т из 8,5 млрд т). При этом, собственно неокомские отложения характеризуются низким значением Кодз = 0,32 при обводненности W = 89 %, а для тюменских отложений, напротив, значение Кодз = 1,25 при такой же обводненности продукции.

Наиболее высокий показатель Кодз отмечается для сеноманских горизонтов и составляет 2,39, что свидетельствует об их крайне низкой вовлеченности в добычу. Также низкая вовлеченность в добычу характерна для палеозойских и баженовских отложений.

Аналогичное ранжирование категорий текущих извлекаемых запасов нефти и добычи по стратиграфическим горизонтам выполнено для административных субъектов, расположенных в пределах в ЗСНП (рис. 3).

Так, для каждого горизонта приведены итоговые значения параметров Кодз и W. Ниже описаны характерные особенности для каждого субъекта.

- **ХМАО**: в целом, значение Кодз меньше, чем для ЗСНП (на уровне 0,35), но еще большей обводненности – 90 %. Неокомский комплекс доминирует как по накопленной добыче, так и по ТИЗ.
- **ЯНАО**: более молодой регион по добыче нефти и это отражается в величине Кодз = 0,75 при обводненности 88 %. Неокомский комплекс доминирует как по накопленной добыче, так и по ТИЗ.
- **Тюменская область**: по показателю обеспеченности ближе к ЯНАО, в целом для области Кодз = 0,88 при обводненности 69 %. Среднеюрские отложения являются драйвером региона по накопленной добыче и значениям ТИЗ.
- **Томская область**: ситуация аналогична ХМАО, Кодз = 0,40 при обводненности 85 %. Верхнеюрские отложения доминируют по накопленной добыче и значениям ТИЗ.

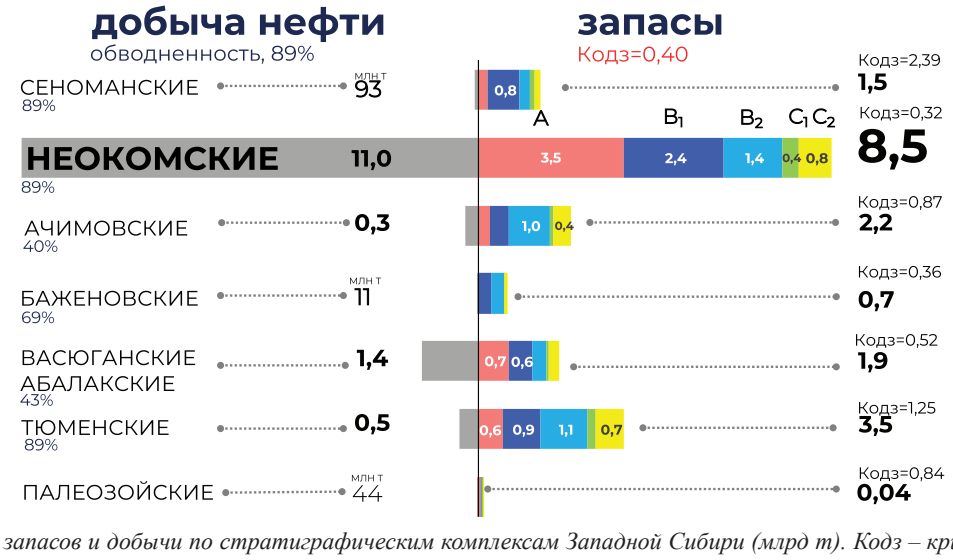


Рис. 2. Структура запасов и добычи по стратиграфическим комплексам Западной Сибири (млрд т). Кодз – критерий обеспеченности добычи нефти текущими запасами категории А; 89 % – текущая обводненность

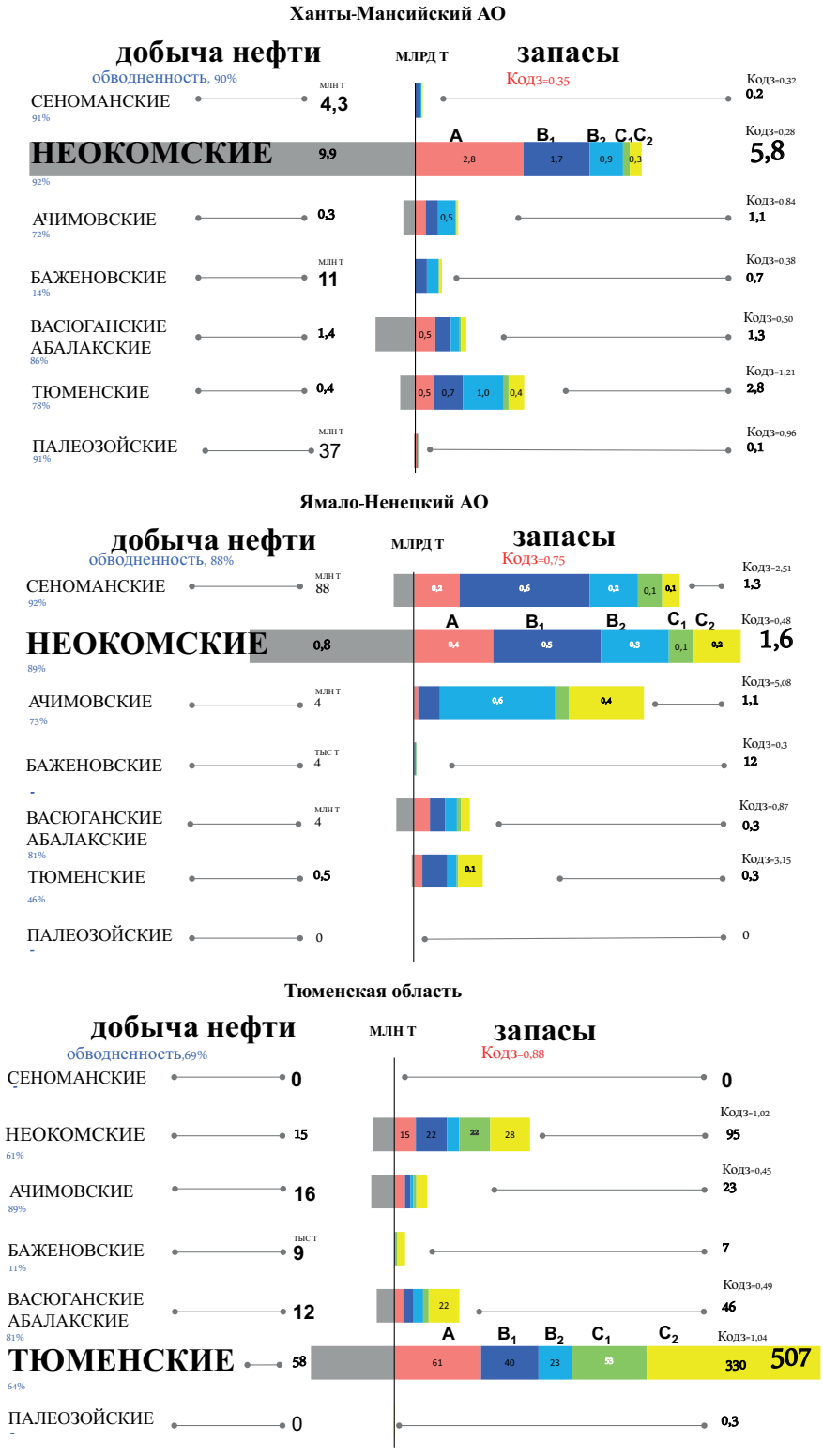


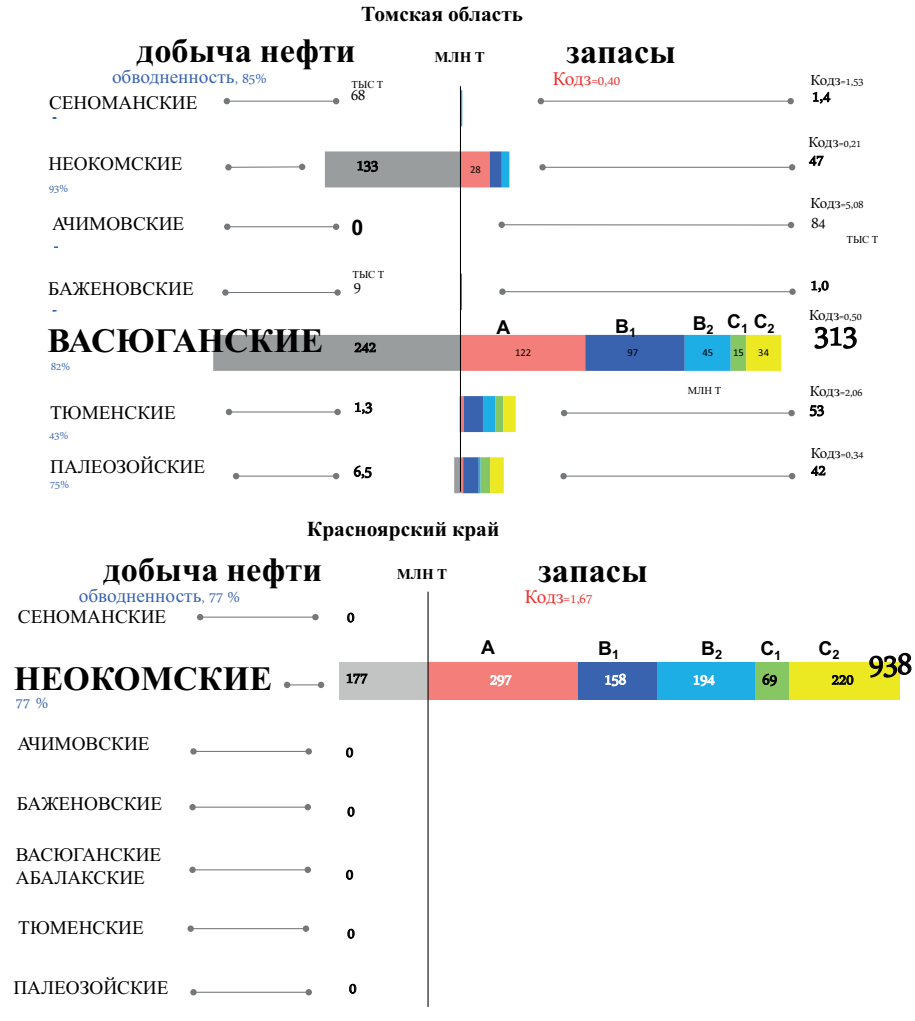
Рис. 3. Структура запасов и добычи по стратиграфическим комплексам (млрд т). Условные обозначения на рисунке 2

- **Красноярский край** – достаточно молодой регион ЗСНП, где неокомские отложения играют ведущую роль: Кодз составляет 1,67, однако обводненность уже на уровне 77 % (Байкаловское, Пайяхское, Лодочное, Тагульское, Сузунское и Ванкорское).

Учитывая неоднородность показателей и сложность комплексного анализа результатов расчетов, показанных на рисунке 3, для наглядности интерпретации данных и упрощения восприятия на рисунке 4 графическим образом показаны итоги сопоставления Кодз-W для основных стратиграфических комплексов административных субъектов.

Анализ графического сопоставления критерия Кодз и текущей обводненности продукции W показал, как и ожидалось, что большинство регионов оказалось в зоне равномерной выработки запасов, где рост W обратно пропорционален величине Кодз.

В теоретической зоне либо завышенных запасов, либо неэффективной системы разработки оказались ачимовские отложения месторождений ЯНАО, где наблюдаются



Продолжение рис. 3

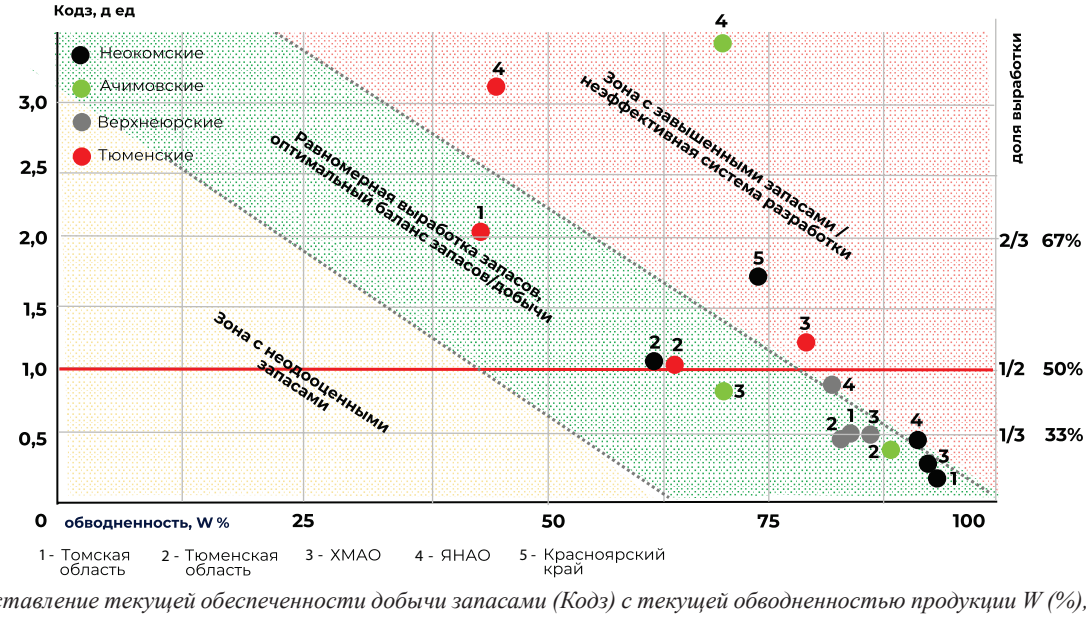


Рис. 4. Сопоставление текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции W (%), дифференцированное по основным стратиграфическим комплексам ЗСНП и административным субъектам

существенно повышенные значения как Кодз, так и W. Другими словами, по отбору запасов объекты находятся в начальной стадии, но уже обводнены как на завершающем этапе разработки. В меньшей степени в область риска попали Тюменские отложения ЯНАО и ХМАО и неокомские отложения Красноярского края. Очевидно, полученные результаты нельзя рассматривать как конечный вывод об эффективности или неэффективности добычи, и они, разумеется, требуют дальнейшего изучения и более глубокого анализа для конкретных месторождений и технологических объектов разработки.

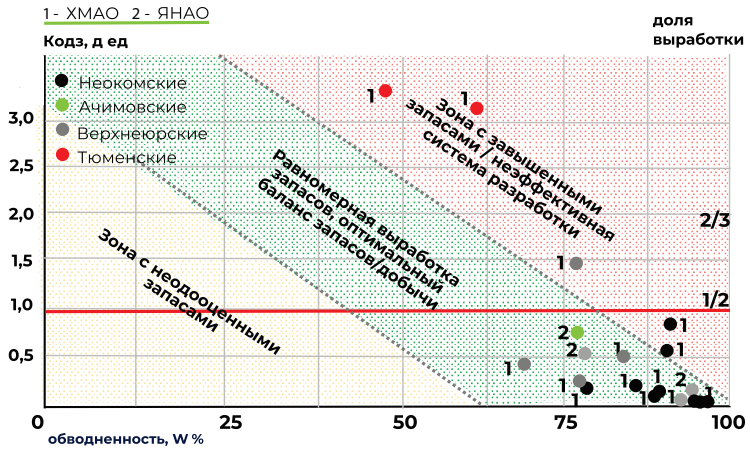


Рис. 5. Сопоставление текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции W (%) для некоторых нефтяных месторождений в ХМАО и ЯНАО (исходные данные из таблицы 1)

месторождение	пласты	остаточные запасы категории А	накопленная добыча	обводненность,%	Кодз
Ф	АС4-8	6700	82900	97	0,08
У	АВ1-2	7000	71500	96	0,10
Я	АС7-8	3200	19100	85	0,17
Ф	БС10	3970	431330	98	0,01
В	БВ8	7500	81900	88	0,09
К	БС11	4200	40500	87	0,10
Я	БС10	1800	9500	80	0,19
П	БС6	15420	25900	90	0,60
ВГ	БП11	25000	30330	91	0,82
ВГ	БП12	4180	5440	77	0,77
В	ЮВ1	528	5620	92	0,09
Е	Ю1	1478	9068	95	0,16
У	ЮВ1	4300	18700	78	0,23
ВГ	Ю1	1470	2888	79	0,51
К	ЮС1	4700	11000	68	0,43
НП	ЮВ1	18500	12300	79	1,50
Ф	ЮС2	176200	56850	61	3,10
Я	ЮС2	5800	1700	45	3,41
П	ЮС2	19786	1941	27	10,19

Табл. 1. Данные по текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции W (%) для некоторых нефтяных месторождений в ХМАО и ЯНАО

В этой связи, для иллюстрации такого избирательного и детального анализа для конкретных месторождений проведено выборочное изучение нескольких объектов разработки, находящихся в разных административных регионах и в разных стратиграфических условиях (рис. 5, табл. 1). Из анализа следует, что большинство технологических объектов на месторождениях оказались в зоне равномерной выработки запасов (рост W обратно пропорционален величине Кодз). Однако, для двух объектов в тюменской свите (месторождения «Ф» и «Я»), наблюдается серьезное отклонение показателей Кодз и W от общей тенденции. В меньшей степени отклонение отмечается для верхнеюрского объекта разработки месторождения «НП». Подобный экспресс-анализ позволяет выявить «проблемные» объекты с точки зрения либо корректности оценки запасов, либо адекватности системы разработки.

Выводы

1. Распределение добычи нефти по стратиграфическим комплексам ЗСНП, являющейся основным нефтедобывающим регионом страны, показывает, что львиная доля как накопленной добычи, так и текущих извлекаемых запасов категории А, обеспечивающих эту добычу, приходится на неокомский комплекс, который имеет критически высокие показатели обводненности продукции и низкие дебиты.

2. Основное сокращение добычи нефти нарастает именно в неокомских продуктивных горизонтах ХМАО – Югра. Отмена стимулирующих льгот в 2021 году, связанных с высокой обводненностью, усилило негативные тенденции.

3. В связи с вероятным развитием сценария, связанным с санкционными ограничениями по добыче нефти, существенная доля от текущих запасов категории А может оказаться нерентабельной.

4. Остро стоит проблема оценки экономической целесообразности освоения текущих извлекаемых запасов нефти категорий $B_1+B_2+C_1+C_2$. Смогут ли они стать поставщиками рентабельной добычи в ближайшей перспективе? Почему недостаточно «подключаются» в добычу запасы категории B_1, чтобы удержать ее падение?

5. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции при добыче нефти нарастает процесс «истощения истощенных» неокомских и верхнеюрских горизонтов, находящихся в длительной исторической разработке. Вовлечение в добычу отложений ачимовской свиты и

средне-нижнеюрских отложений, априорно имеющих низкие коллекторские свойства и сложное геологическое строение, не позволят компенсировать падающую добычу из неокомского комплекса.

Литература

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации (2022). Нефть. Сводные данные на 01.01.2022. Вып. 81.

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

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

Сведения об авторах

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

Россия, 628606, 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 03.03.2023;
Принята к публикации 17.03.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia

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. The distribution of cumulative production and current oil reserves of all categories, differentiated by administrative subjects located within the West Siberian oil and gas province, shows significant heterogeneity in the distribution of these indicators across stratigraphic horizons. For each horizon, an integration of the reserves-to-production ratio criterion (A category) and water cut is carried out. It is shown that the main share of both cumulative production and current recoverable reserves that ensure this production falls on the Neocomian complex, which has critically high water cut and low flow rates.

Keywords: West Siberian oil and gas province, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Tyumen Region, Tomsk Region, Krasnoyarsk Territory, reserves-to-production ratio, oil and gas, production, water cut

Recommended citation: Sokolov A.V., Shubina A.V. (2023). Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 45–50. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5

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.)

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

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation (2022). Oil. Summary data as of 01.01.2022. Issue 81. (In Russ.)

About the Authors

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGEKO JSC, Editor-in-Chief of the Journal Georesursy

20, Samotlornaya st., Nizhnevartovsk, Khanty-MansiAutonomous 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 3 March 2023;
Accepted 17 March 2023;
Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.6

УДК 553.982

Проблемы реализации нефтегазового потенциала баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре

Е.Е. Оксенойд[1], В.И. Исаев[2], С.Г. Кузьменков[3], М.В. Новиков[4], Т.Н. Печерин[1]*

[1]Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, Тюмень, Россия

[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

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

[4]Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ханты-Мансийск, Россия

Целью настоящей работы является анализ проблем с ресурсами, запасами и разработкой баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса и поиск геолого-технологических решений для ввода запасов в разработку в промышленных масштабах. Это должно стабилизировать добычу нефти в округе на уровне 210–215 млн т. При выполнении работы анализировались в ретроспективе геолого-промысловые и отчетно-статистические данные Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана и Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Добыча нефти из залежей баженовско-абалакского комплекса с использованием традиционных технологий остается нерентабельной. На действующих месторождениях созданы реально работающие опытные участки и полигоны по апробации в производственном режиме технологий повышения эффективности разработки баженовско-абалакского комплекса пород. К сожалению, наработанный опыт зачастую остается в нефтяных компаниях. Несомненно, что на единичных инициативах нефтяников проблему освоения огромных ресурсов баженовской свиты решить нельзя.

Ключевые слова: баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс, нерентабельная добыча, Югра

Для цитирования: Оксенойд Е.Е., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Новиков М.В., Печерин Т.Н. (2023). Проблемы реализации нефтегазового потенциала баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре. *Георесурсы,* 25(1), с. 51–59. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.6

Баженовская свита – уникальный ресурсный потенциал Югры

Большинство исследователей придерживаются мнения, что уникальность отложений баженовско-абалакского комплекса заключается в том, что он представлен нефтематеринской породой, в которой еще не завершены процессы преобразования органического вещества (ОВ) в углеводороды (Курчиков, 1992; Конторович и др., 2009; Конторович и др., 2013; Олейник, Оксенойд, 2015). Ранее подобные породы обычно рассматривались как неколлекторы. Зубков М.Ю. и др. (Проблемы нефтеносности баженовской свиты…, 1986; Оксенойд и др., 2018) считают, что углеводороды в породе баженовской свиты содержатся преимущественно в двух формах: 1) 23 % от объема породы в органическом веществе – керогене; 2) 7 % от объема породы в форме легкой нефти (продукт деструкции органического вещества). Породы баженовской свиты характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): пористость – около 8–10 %; проницаемость матрицы – 1–5 мД; проницаемость трещин – порядка 1 Д; нефтенасыщенность – около 80–90 %. Нефтекерогеносодержащие породы представлены двумя принципиально отличными типами: почти непроницаемой матрицей и макротрещиноватым (трещинно-кавернозным) коллектором. Микротрещиноватый коллектор (матрица) является нефтеотдающим в макротрещиноватый коллектор легкую нефть, образующуюся в процессе деструкции керогена.

Целью настоящей работы является анализ сложившейся ситуации с ресурсами и запасами баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса (НГК), проблем разработки указанного комплекса пород и поиск геолого-технологических решений для ввода этих запасов в разработку в промышленных масштабах. При выполнении работы анализировались геолого-промысловые и отчетно-статистические данные Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – ЮГРА) и Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (НАЦ РН им. В.И. Шпильмана). Этот анализ является дополнением и детализацией анализа трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) нефти Югры (Кузьменков и др., 2018; Isaev et al., 2019; Кузьменков и др., 2019).

Запасы и ресурсы баженовско-абалакского комплекса пород

Баженовская свита распространена только на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

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

© 2023 Коллектив авторов

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

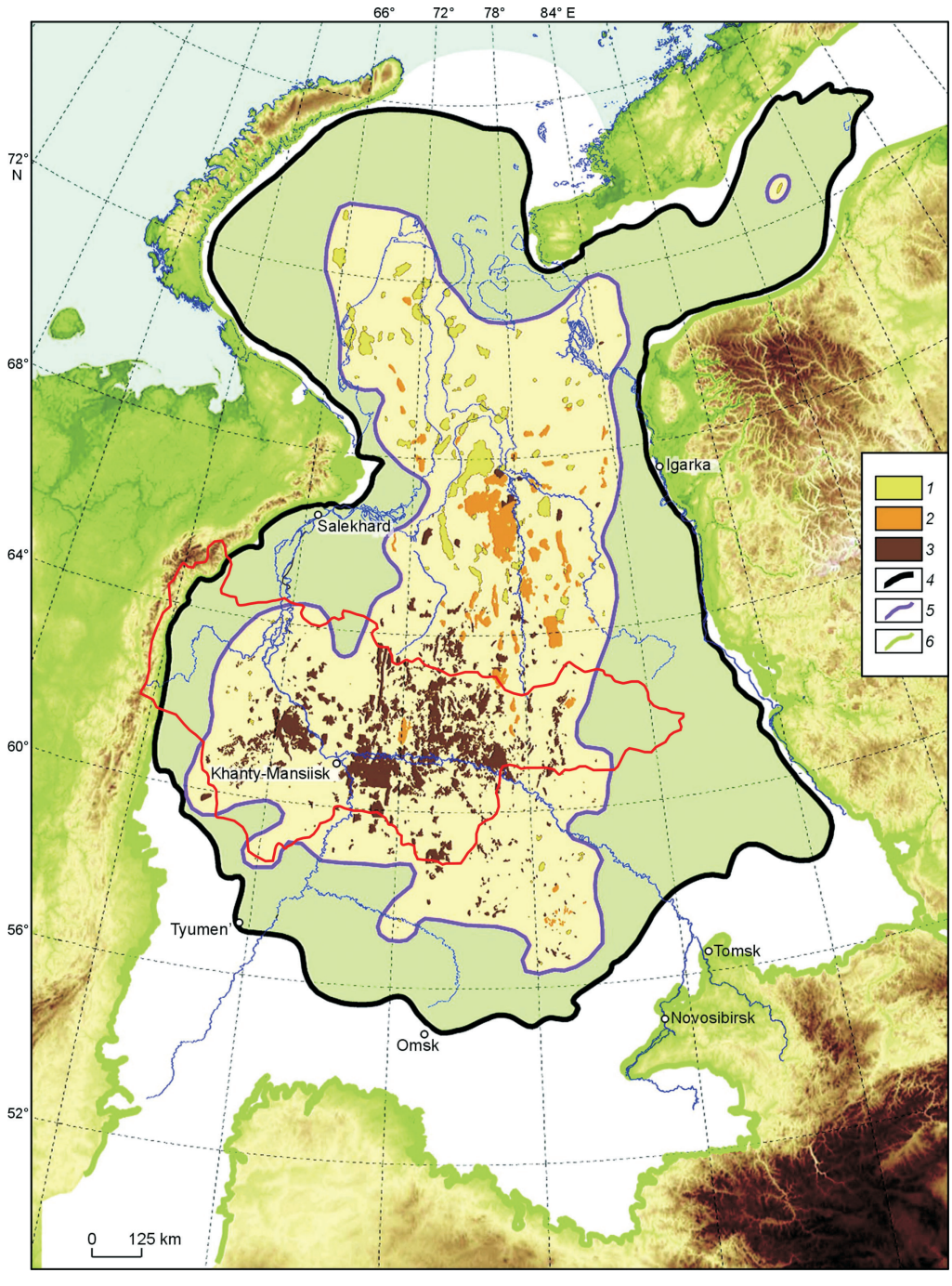


Рис. 1. Обзорная карта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Brekhuntsov et al., 2011), с дополнениями (Isaev et al., 2019): 1–3, месторождения: 1 – газовые и газоконденсатные, 2 – нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, 3 – нефтяные; 4–6, граница: 4 – Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 5 – участков выявленной нефтегазоносности, 6 – Западно-Сибирской геосинеклизы. Красный контур – территория Югры

Согласно последней количественной оценке запасов и ресурсов нефти и газа Российской Федерации (на 1.01.2017) начальные суммарные ресурсы баженовской свиты составляют 17,5 млрд т (геологические) и 4,6 млрд т (извлекаемые). Выполненная НАЦ РН им. В.И. Шпильмана оценка ресурсов УВ баженовско-абалакского НГК территории ХМАО – Югры составила 10,6 млрд т геологических и 3 млрд т извлекаемых ресурсов нефти.

А.Э. Конторовичем потенциальные геологические ресурсы нефти в баженовской свите оцениваются в 140 млрд т, извлекаемые – 20 млрд т. Основной причиной таких разных оценок является отсутствие методов оценки объемов, ФЕС, параметров насыщения, а также специальной технологии испытаний, разработанной непосредственно для нетрадиционного резервуара баженовского типа (Якуцени и др., 2007; Коркунов и др., 2013; Полукеев и др., 2013;Кузьмин и др., 2014; Забазлаев и др., 2016; Isaev et al., 2019; Оксенойд и др., 2022).

По состоянию на 01.01.2022 г. запасы нефти, газа и конденсата в баженовской свите и её возрастных аналогах сосредоточены в 172 залежах (рис. 2): 78 залежей баженовской свиты (в составе баженовско-абалакского НГК); 44 залежи абалакской свиты (в составе баженовско-абалакского НГК); 16 залежей совместно баженовской и абалакской свиты (в составе баженовско-абалакского НГК); 33 залежи отнесены к зонам аномального строения

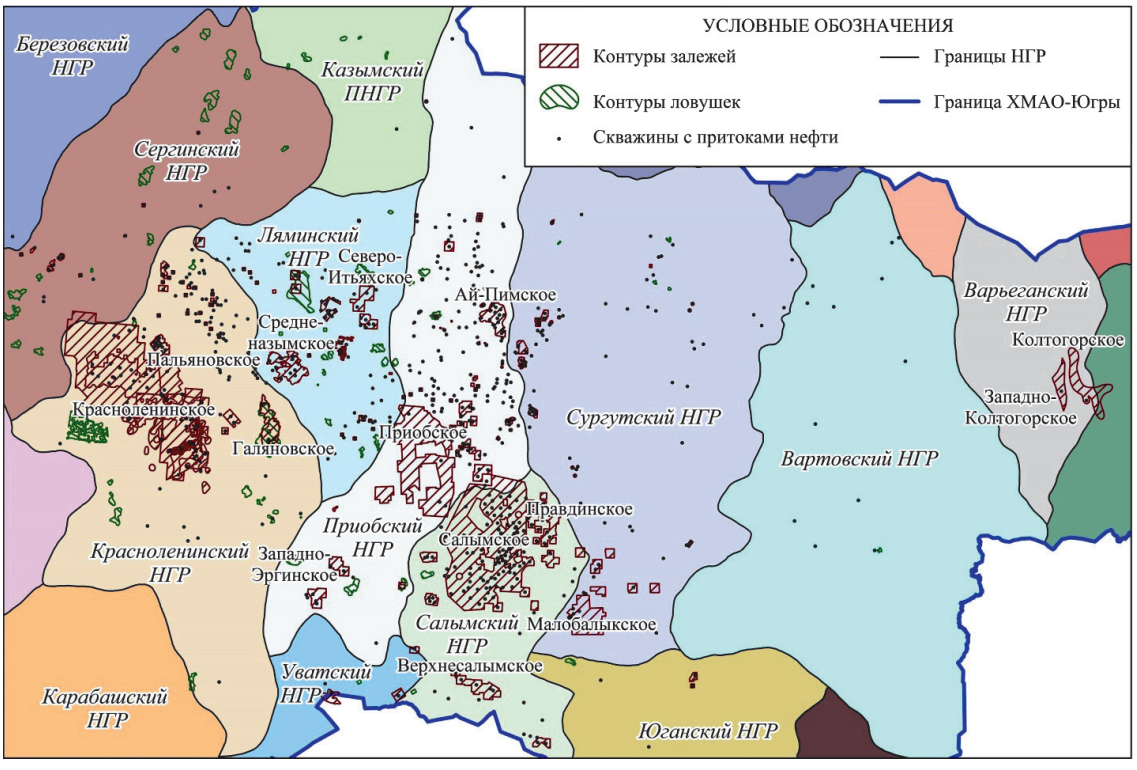


Рис. 2. Схематическая карта нефтеносности отложений баженовско-абалакского НГК ХМАО – Югры (по материалам НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, с изменениями авторов от 2022 г.)

разрезов баженовской свиты (в составе ачимовской части осложненного неокомского комплекса); 1 залежь отнесена к зоне аномального строения разрезов баженовской свиты (в составе васюганского НГК).

Запасы нефти в баженовской свите числятся на балансе Росгеолфонда на 01.01.2021 г.: геологические – 1891,45 млн т; извлекаемые – 527,1 млн т. Более 80 % разведанных запасов (ABC_1) приходится на Салымское месторождение. Основная доля запасов баженовской нефти находится в нераспределенном фонде недр. Залицензированы только 18 % извлекаемых запасов категории ABC_1 и 32 % по категории C_2. В табл. 1 представлены запасы нефти в баженовско-абалакских отложениях в целом и по месторождениям, вовлеченным в разработку.

Добыча углеводородов из баженовско-абалакского комплекса

Говоря о динамике добычи нефти из данного НГК, отметим следующее. До 2010 года добыча нефти из отложений баженовской и абалакской свит велась на 22 месторождениях из 60 открытых. За период в 15 лет (1996–2011 гг.) добыча нефти составила чуть более 13 млн т.

В 2021 году из отложений баженовско-алакского комплекса было добыто 912,7 тыс. т, при этом накопленная добыча из него на 01.01.2021 за весь период нефтедобычи в Югре составила 23,205 млн т, или менее 0,2 % от общей добычи нефти с начала освоения месторождений ХМАО–Югры. Это свидетельствует о том, что эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти баженовских отложений невозможно без внедрения организационных и технологических инноваций (Isaev et al., 2019; Кузьменков и др., 2020). В течение 1 полугодия 2021 года добыча из баженовско-абалакского НГК велась на 24 месторождениях из 254 скважин (рис. 3).

На рисунке 4 представлена добыча нефти из баженовско-абалакского комплекса в 2022 году по основным разрабатываемым месторождениям.

В основном годовая добыча на месторождениях не превышает 100 тыс. т. Исключением является Ай-Пимское месторождение Сургутнефтегаа, на котором в 2013–2015 гг. ежегодная добыча превышала 300 тыс. т. Последующий период характеризуется отрицательной динамикой объемов добычи, которая в 2022 году составила всего 111 тыс. т. В 2022 году, по сравнению с 2020 г.,

Баженовско-абалакские отложения	Накопленная добыча на 1.01.2023, тыс. т			Текущие запасы на 01.01.2023, тыс. т.											
				кат. А		кат. B_1		кат. B_2		кат. C_1		кат. C_2		$\Sigma AB_1B_2C_1C_2$	
	кат. А	кат. В1	кат. С1	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.	Геол.	Извл.
В целом	11094	1774	641	108848	6272	941838	123992	1673813	129382	57022	10098	170095	28627	2951616	298371
Месторождения, в разработке	11094	1698	-	108848	6272	837508	114939	990649	86807	2153	108	-	-	1939158	208126

Табл. 1. Запасы нефти в баженовско-абалакских отложениях ХМАО – Югры (по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, источник – протоколы ГКЗ)

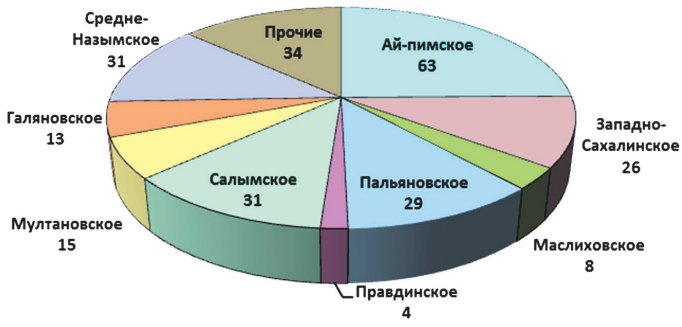


Рис. 3. Количество добывающих скважин баженовско-абалакского комплекса в 2021 г.

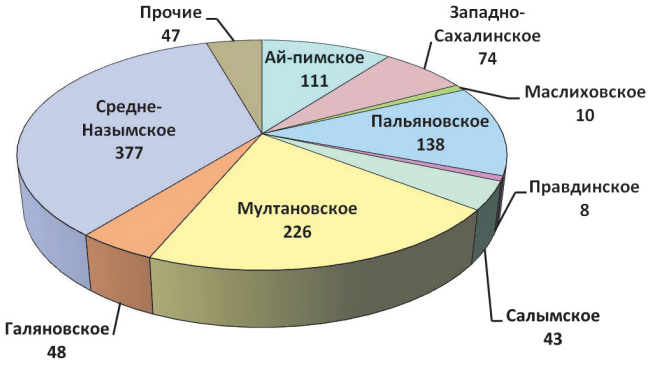


Рис. 4. Добыча нефти (тыс. т) из баженовско-абалакских отложений в 2022 г. по основным разрабатываемым месторождениям (по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, источник – МЭР)

на ряде месторождений произошел прирост добычи нефти, в том числе на Средненазымском (+164 тыс. т), Пальяновском (+40 тыс. т) и Мултановском (+30 тыс. т).

На рисунке 5 представлена динамика добычи нефти из баженовско-абалакского комплекса за период 2000–2022 гг. по нефтедобывающим компаниям.

К сожалению, наработанный опыт и ценная информация зачастую остаются в нефтяных компаниях. Несомненно, что на единичных инициативах нефтяников проблему освоения огромных ресурсов баженовской свиты решить нельзя. Добыча нефти из залежей баженовско-абалакского комплекса с использованием традиционных технологий является нерентабельной по ряду геологических и технологических причин.

Среди геологических отметим следующие:

– только 10 % текущего, эксплуатируемого неравномерно, добычного потенциала комплекса (запасов и ресурсов) можно отнести к разведанным и вовлеченным в разработку запасам;

– запасы категории А баженовско-абалакского комплекса выработаны более чем на 50 %, а разработка запасов категорий B_1 и C_1 фактически только начата (отбор от НИЗ – около 1 %);

– текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), в виду отсутствия апробированных в промышленном масштабе технологических решений, направленных на повышение КИН, является условной величиной и не превышает 0,1–0,3.

При бурении скважин и эксплуатации отложений баженовско-абалакского НГК, технологические процессы, элементарные в обычных геолого-физических условиях, также сопряжены с рядом сложностей, а именно:

– при строительстве скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) при вскрытии баженовской свиты используются утяжеленные буровые растворы, что осложняет технологию первичного и вторичного вскрытия пласта;

– при освоении скважины продолжительное время (свыше 6 месяцев, а иногда даже до одного года) простаивают с раствором на забое, что отрицательно сказывается в дальнейшем на их производительности. При этом утяжеленный буровой раствор при высоком давлении, превышающем пластовое давление, и при температурах до 130 ^{0}C приводит к загрязнению призабойной зоны скважины и увеличению зоны кольматации;

– при вскрытии баженовской свиты могут наблюдаться выбросы и поглощения ФБР, приводящие к авариям с вынужденным выбытием скважины;

– во время освоения скважины с АВПД после ремонта, при замене столба нефти жидкостью, глушения и ее промывки, в течение длительного срока наблюдаются

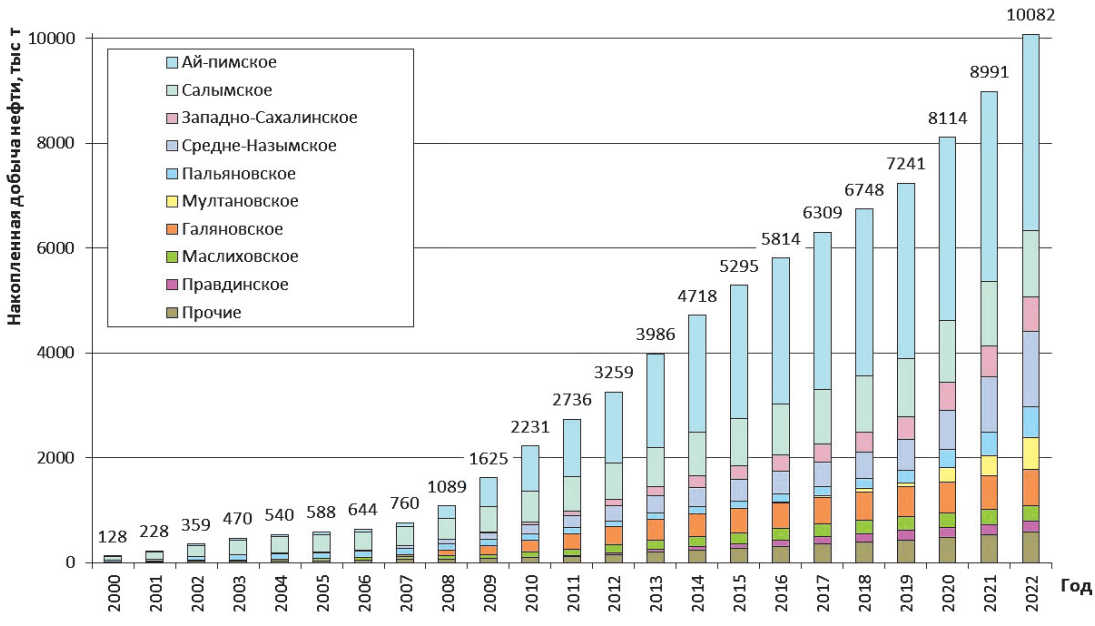


Рис. 5. Динамика добычи нефти из залежей баженовско-абалакского НГК за период 2000–2022 гг.

самопроизвольные выбросы нефти, что может вызвать аварийность подвесного оборудования, повышенную пожароопасность и негативно повлиять на окружающую среду.

Все перечисленное в итоге приводило к увеличению эксплуатационных расходов.

Несмотря на трудности изучения баженовских объектов, ряд фактов по ним установлен с удовлетворительной степенью надежности. В их числе – неэффективность воды в качестве вытесняющего агента. В качестве причин, помимо гидрофобной поверхности капилляров, необходимо отметить сочетание плотных и трещиноватых пород, которое ведет к избирательному вытеснению нефти водой из проводящих трещин. Кроме того, процесс закачки воды осложнен из-за аномально высокого пластового давления.

Основные направления повышения эффективности разработки залежей баженовско-абалакского НГК

По «баженовской» тематике, начиная с 2013 года, в Ханты-Мансийске, Тюмени, Москве и других городах России по инициативе Правительства ХМАО – Югры было проведено более 30 мероприятий различного статуса. Хронологически они закреплены в переписке (письма, протоколы, решения, соглашения и др.) и имеются в распоряжении авторов (Коркунов и др., 2013; Полукеев и др., 2013; Кузьменков, 2014). Из этих документов следует, что решение задач активного вовлечения в промышленную разработку ресурсного потенциалы баженовско-абалакского комплекса без объединения усилий производства, науки и органов государственной власти невозможно.

Проведенными ранее исследованиями (Полукеев и др., 2013; Кузьмин и др., 2014) установлены наиболее значимые геологические, технологические и методологические проблемы, тормозящие ввод в промышленных масштабах залежи баженовско-абалакского НГК, а именно: 1) оценки ресурсов и запасов нефти баженовско-абалакского комплекса; 2) нормативно-правового обеспечения и финансово-экономического стимулирования недропользования в части добычи УВС из ТрИЗ; 3) лицензирования и регулирования использования недр; 4) технологий добычи, сервиса и оборудования; 5) кадрового обеспечения и развития научного потенциала территорий.

Намечены (Забазлаев и др., 2016) основные тематические и технологические направления по изучению и освоению залежей баженовско-абалакского НГК, включающие: 1) разработку методики локальной оценки продуктивности отложений баженовской свиты; 2) разработку методики определения подсчетных параметров пород по данным ГИС; 3) создание и дальнейшее совершенствование методики построения геолого-гидродинамических моделей пласта; 4) создание технологии бурения горизонтальных скважин в условиях АВПД и обрушения стенок ствола скважин, в том числе при вскрытии пласта на депрессии; 5) испытание и отработка технологии проведения многосекционного ГРП в горизонтальных скважинах с проведением микросейсмических исследований.

В марте 2017 года ПАО «Газпром нефть» выступило с инициативой по строительству на территории Пальяновского лицензионного участка технологического центра «Бажен», основной целью которого является создание комплекса отечественных технологий и оборудования для эффективной разработки баженовской свиты. Первые льготы этот проект получил на региональном уровне – Губернатор ХМАО – Югры Н.В. Комарова подписала закон (№68-оз от 29.10.17) о предоставлении льготы по налогу на имущество, создаваемому в рамках реализации национального проекта отечественных технологий для рентабельного освоения баженовской свиты. А уже в 2018 году, по инициативе Правительства автономного округа между ООО «Технологический центр «Бажен» (ПАО «Газпром нефть») и НАЦ РН им. В.И. Шпильмана был создан Центр Исследования Керна (ЦИК).

В 2018 году Правительством Югры принято распоряжение от 01.06.2018 года № 273-рп «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты» на Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Для реализации проекта разработана «Дорожная карта» создания технологических партнёрств по привлечению и испытанию новых технологий разработки ТрИЗ (табл. 2).

По состоянию на 2021 год в рамках реализации проекта пробурено 4 скважины с зарезкой боковых стволов длиной ГС 300–600 м. На одной скважине после стимуляции получены промышленные притоки, превышающие 50 м^3/сут, на трех скважинах выполнена стимуляция с расходом до 11 м^3/мин, испытаны технологии интеллектуальной кластерной перфорации, установки отсекающих композитных пробок и тандема перфораторов, проведена наработка компетенций по использованию подвесок хвостовиков, вращаемых в процессе спуска и цементирования и подтверждены возможности бурения с прохождением несовместимых нестабильных интервалов. В рамках ОПИ начата реализация технологии PdP (стендовые испытания технологии посадки пробки и ПВР на кабеле).

2022–2025 годы должны стать периодом промышленного внедрения технологий и их тиражирования на внутренний и внешний рынки. Системную отработку и испытание новых отечественных технологий предполагается проводить на базе ООО «Газпромнефть – Технологические партнёрства».

Как было отмечено выше, с 2018 года на базе окружного кернохранилища НАЦ РН им. В.И. Шпильмана осуществляется реализация проекта Центр Исследования Керна. В основе реализации проекта заложены ряд ключевых уровней или компетенций: 1) первичные работы с полноразмерным керном и шламом; 2) комплексная пробоподготовка; 3) уточнение вещественного состава образцов горных пород; 4) определение вещественного состава исследуемого керна; 5) выяснение петрофизических особенностей изучаемых отложений; 6) изучение физико-механических свойств горных пород; 7) геохимические исследования керна; 8) анализ физико-химических особенностей пластовых флюидов.

Для реализации указанных компетенций ЦИК оснащен самым современным аналитическим оборудованием. Это оборудование, кроме обычных лабораторных исследований керна и шлама (профильные, литолого-минералогические и геохимические), позволяет провести сложнейший рентгенофазовый и пиролитический анализы образцов керна. А на основе уточнения условий формирования

Табл. 2. Дорожная карта замещения и опережения импорта проекта «Бажен» (по материалам Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры)

пород и создания минерально-компонентной модели породы, проводится детальная интерпретация результатов геофизических исследований скважин, уточнение фильтрационно-емкостных свойств пород, и дается «реальная» оценка рентабельности нефтяных месторождений. Не вдаваясь в полное перечисление всех доступных на сегодня видов исследований, отметим, что в ЦИК создан лабораторный комплекс для полного цикла геохимических исследований пластовых флюидов.

Совокупность результатов исследований по указанным компетенциям предназначена, в первую очередь, для залежей баженовско-абалакского НГК, но может быть адаптирована и использована в промышленных масштабах для месторождений с другими видами ТрИЗ при: 1) подсчёте запасов УВС; 2) составлении и адаптации гидродинамических моделей залежей; 3) оценке рентабельности нефтяных месторождений, в том числе и с ТрИЗ; 4) уточнении геологической модели нефтегазоносных объектов (пласт, месторождение, бассейн).

Указанные выше виды камеральных исследований нацелены, прежде всего, на лабораторные исследования, а как же обстоят дела с технологическими решениями непосредственно на скважине? Этот вопрос остается открытым по ряду причин.

Во-первых, предприятия ТЭК, занимающиеся разработкой залежей баженовско-абалакского комплекса,

скрывают свои достижения и неудачи от сторонних организаций и даже от контролирующих органов.

Во-вторых, принятые компаниями при проектировании и фактически реализуемые технологические решения, не говоря уже о перспективных технологиях по участкам месторождений, где опыт добычи нефти из отложений баженовской свиты оценивается как наибольший, также являются недоступными для широкого круга геологической общественности.

Традиционные технологические решения при разработке залежей нефти баженовско-абалакского НГК показали низкую эффективность, а методы воздействия на продуктивный пласт, например вытеснение нефти нагнетаемой водой, вообще оказываются неприменимыми из-за специфического строения нефтесодержащей породы. Новые же технологии требуют усовершенствования, в т.ч. с учетом промысловых испытаний.

Из всего спектра полевых опытных и/или опытно-промышленных работ, с целью повышения экономической эффективности разработки залежей нефти в баженовско-абалакском комплексе пород, сегодня следует выделить технологии, представленные в таблице 3.

ТЕХНОЛОГИЯ	ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ	РЕЗУЛЬТАТ + и -
Создание искусственной трещиноватости путем закачки воды в отложения (пласт) баженовской свиты	При воздействии на образцы керна водой (давление около 10 МПа) происходит их дробление с густотой трещин: в глинисто-кремнисто-керогеновом литотипе – до 1000 трещин/ метр; в кероген-глинисто-карбонатном литотипах – до 400 трещин/метр.	На опытном участке Маслиховского месторождения (3 скважины) длина трещин достигает нескольких сотен метров, т.е. достигается 100% охват продуктивной зоны. Количество работающих интервалов увеличилось на 25%	+ Двукратное увеличении потенциально извлекаемых запасов по участку ОПР, длительность эффекта более 6 мес. - Резкое увеличение обводненности за счет притока (перетока) воды из неперфорированных горизонтов
Горизонтальное бурение с интенсификацией методом многозонного гидроразрыва пласта		Свыше 60 скважин на Салымском, Ай-Пимском, Средне-Назымском и Красноленинском (Пальяновская площадь) месторождениях. В последнем случае протяженность стволов достигает несколько км.	+ Входные дебиты кратно превышают аналогичные показатели скважин обычного профиля на соответствующих месторождениях, по 3 скважинам входной дебит превысил 100 т/сут - Из-за отсутствия системы поддержания пластового давления дебиты быстро снижаются – на порядок в течение 2-3 лет
Дилатансионные технологии (механические, тепловые и химические) на пласт с целью преобразования непродуктивной или низкопродуктивной породы в высокопродуктивную	Механический фактор – трещины с раскрытием до 5-7 мм. Тепловой фактор – расплавление тяжелых компонент нефти. Химический фактор - аналогичный эффекту от обработок призабойной зоны химическими реагентами.	Применялись на отложениях васюганской (Стрежевское месторождение) и тюменской (Славинское и Хултурское месторождения) свит. На отложениях баженовской свиты опыт применения отсутствует.	+Увеличение дебита по нефти в 2-8 раз с продолжительностью эффекта до полутора лет. - Фактором риска при дилатансионном воздействии выступает возможное нарушение целостности скважины.
Увеличение нефтеотдачи при естественном режиме за счет перехода на режим растворенного газа (через снижение давления ниже давления насыщения).	Нефти баженовской свиты очень легкие, незначительной вязкости, с высоким (порядка 100 нм3/т) газосодержанием и давлением насыщения свыше 10 МПа. В то же время снижение пластового давления сопровождается смыканием трещин.	Отсутствует	+ Теоретически (по формуле API) коэффициент извлечения нефти оценивается в 2-7 раз выше, чем при упругом режиме. - По факту даже при снижении давления близко к давлению насыщения отборы резко снижаются.
Термическое преобразование керогеносодержащей породы путем термогазового воздействия – нагнетания воздуха.	При нагреве до 250-350 °С кероген в породе преобразуется в легкую нефть, что сопровождается развитием дополнительных проводящих каналов.	2 опытных участка (12 скважин) на Средне-Назымском месторождении.	+ Двукратное увеличение запасов нефти, дренируемых скважинами - Прорывы газа, пожароопасность, сгорание керогена и нефти
Изменение смачиваемости породы баженовской свиты с гидрофобной на гидрофильную посредством гидротермического воздействия	При температурах 100 °С и выше вода быстро меняет тип смачиваемости поверхности породы с гидрофобной на гидрофильную	Отсутствует	Отсутствует

Табл. 3. Основные направления повышения эффективности разработки ТрИЗ баженовско-абалакского НГК

Заключение

На 01.01.2021 на балансе Росгеолфонда числятся запасы нефти в баженовской свите: геологические – 1891,45 млн т; извлекаемые – 527,1 млн т. Более 80 % разведанных запасов ($АВС_1$) принадлежит Салымскому месторождению. Основная доля запасов баженовской нефти находится в нераспределенном фонде недр. Накопленная добыча на 01.01.2023 за весь период нефтедобычи в Югре составила 23,205 млн т, или менее 0,2 % от общей добычи нефти с начала освоения месторождений ХМАО – Югры.

Добыча нефти из залежей баженовско-абалакского комплекса с использованием традиционных технологий является нерентабельной по ряду геологических и технологических причин. Эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти баженовских отложений невозможно без внедрения организационных и технологических инноваций. К сожалению, наработанный опыт и ценная информация зачастую остаются в нефтяных компаниях. Несомненно, что на единичных инициативах нефтяников проблему освоения огромных ресурсов баженовской свиты решить нельзя.

Несмотря на трудности изучения баженовских объектов, ряд фактов по ним установлен с удовлетворительной степенью надежности. Определены наиболее значимые геологические и технологические проблемы, тормозящие освоение в промышленных масштабах залежей баженовско-абалакского НГК. Намечены основные тематические и технологические направления по изучению и освоению залежей баженовско-абалакского НГК.

В 2018 году Правительством Югры принято распоряжение «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты» на Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Для реализации проекта разработана «Дорожная карта» создания технологических партнёрств по привлечению и испытанию новых технологий разработки ТрИЗ. 2022–2025 годы должны стать периодом промышленного внедрения технологий и их тиражирования на внутренний и внешний рынки.

Литература

Забозлаев А.Г., Филатов С.А., Новиков М.В., Шпильман А.В., Стулов П.А., Кузьменков С.Г. (2016). Современные вызовы ТЭК Югры и пути их решения. *Недропользование XXI век*, 5, с. 24–31.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. (2009). Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 50(11), с. 1191–1200. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В.., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Коркунов В.В., Новиков. М В., Кузьменков С.Г. (2013). Упущенные возможности в стабилизации уровня добычи нефти. *Недропользование XXI век*, 4, с. 36–39.

Кузьменков С.Г. (2014). В Югре создается полигон «Баженовский». *Недропользование XXI век*, 5, с. 9–11.

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

Кузьмин Ю.А., Кузьменков С.Г., Полукеев С.М., Новиков М.В., Коркунов В.В. (2014). Трудноизвлекаемые запасы нефти баженовских отложений ХМАО–Югры. *Недропользование XXI век*, 3, с. 56–63.

Кузьменков С.Г., Исаев В.И., Булатов В.И., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А. (2018). Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемыз запасы. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(11), с. 103–113.

Кузьменков С.Г., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А., Аюпов Р.Ш., Булатов В.И., Игенбаева Н.О, Исаев В.И., Лобова Г.А. (2019). Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры. *Геофизический журнал*, 41(4), с. 114–124. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177372

Кузьменков С.Г., Аюпов Р.Ш., Новиков М.В., Исаев В.И., Лобова Г.А., Стулов П.А., Бутин В.С., Астапенко Е.О. (2020). Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(4), с. 96–106.

Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е. (2015). Литологические особенности баженовско-абалакских отложений Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь). *Эволюция осадочных процессов в истории Земли: мат. 8-го Всероссийского литологического совещания*. Т. 1. М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, с. 254–257.

Оксенойд Е.Е., Козлов И.В., Баширов Р.И. (2018). Минерально-вещественный состав и фильтрационно-емкостные свойства баженовских пород в центральной части Западной Сибири. *Недропользование XXI век*, 1, с. 30–37.

Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Печерин Т.Н., Демичев П.С. (2022). Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса на территории ХМАО-Югры. *Геология нефти и газа*, 2, с. 95–104. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-2-95-104

Проблемы нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири (1986). Сборник научных трудов. М: ИГИРГИ, 140 с.

Полукеев С.М., Шпильман А.В., Кузьмин Ю.А., Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. (2013). Стабилизация добычи нефти в Югре за счет трудноизвлекаемых запасов – миф или реальность? *Недропользование XXI век*, 5, с. 12–19.

Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. (2007). Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Т. 2. https://www.ngtp.ru/rub/2007/023.html

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

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). *Geophysical Journal*, 41(1), pp. 33–43. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862

Сведения об авторах

Елена Ефимовна Оксенойд – кандидат геол.-мин. наук, заведующая отделением геологии, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

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

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

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

Максим Васильевич Новиков – заместитель директора, Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Россия, 628007, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

Тимофей Николаевич Печерин – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник лаборатории моделирования и анализа разработки нефтяных месторождений, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

Статья поступила в редакцию 31.01.2023;
Принята к публикации 24.02.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Problems of oil and gas potential realization in Bazhenov-Abalak play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

E.E. Oksenoyd[1], V.I. Isaev[2], S.G. Kuzmenkov[3], M.V. Novikov[4], T.N. Pecherin[1]*

[1]*V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russian Federation*

[2]*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation*

[3]*Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*

[4]*Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, Khanty-Mansiysk, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Valery I. Isaev, e-mail: isaevvi@tpu.ru*

Abstract. This research aims to analyze problems related to resources, reserves and development of Bazhenov-Abalak oil and gas play and to find geological and technological solutions for bringing reserves into development commercially. This should stabilize oil production in Okrug on the level 210–215 million of tons. Geological, field and statistical data from V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil and Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra were retrospectively analyzed during this research.

Oil production from Bazhenov-Abalak play using conventional technologies is still sub economic. Running experimental areas and test ranges for industrial approval of development efficiency enhancement technologies for Bazhenov-Abalak play are created on producing fields. Unfortunately, accumulated experience ends up inside oil companies. Undoubtedly, single initiatives of oilmen will not solve a problem of development of huge resources in Bazhenov formation.

Key words: Bazhenov-Abalak oil and gas play, sub economic production, Yugra

Recommended citation: Oksenoyd E.E., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Novikov M.V., Pecherin T.N. (2023). Problems of oil and gas potential realization in Bazhenov-Abalak play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 51–59. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.6

References

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

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). *Geophysical Journal*, 41(1), pp. 33–43. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862

Issues of oil and gas potential of Bazhenov formation in Western Siberia (1986). Proceedings. Moscow: IGIRGI, 140 p. (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. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 1191–1200. (In Russ.) 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., Gaideburova E.A., Danilova V.P. et al. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972–1012. (In Russ.)

Korkunov V.V., Novikov M.V., Kuzmenkov S.G. (2013). Missed opportunities in the stabilization of the level of oil extraction. *Nedropolzovanie XXI vek*, 4, pp. 36–39. (In Russ.) https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002

Kuzmenkov S.G. (2014). In Ugra is created polygon "Bazhenovsky". *Nedropolzovanie XXI vek*, 5, pp. 9–11. (In Russ.)

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

Kuzmin, I. A., Kuzmenkov, S. G., Polukeev, S. M., Novikov, M. V., & Korkunov, V. V. (2014). Hard-to-recover oil reserves of Bazhenov deposits in KhMAO-Yugra. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 3, pp. 56–63. (In Russ.)

Kuzmenkov, S.G., Isaev, V.I., Bulatov, V.I., Ayupov, R.S., Eginbaeva, N.O., Kuzmin Yu,A., Stulov, P.A. (2018). Development of Yugra oil and gas complex, hard-to-extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(11), pp. 103–113. (In Russ.)

Kuzmenkov S.G., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A., Ayupov R.Sh., Bulatov V.I., Igenbaeva N.O., Isaev V.I., Lobova G.A. (2019). Identification of hard-to-recover reserves of Ugra oil. *Geofizicheskiy zhurnal = Geophysical Journal*, 41(4), pp. 114–124. (In Russ.) https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177372

Kuzmenkov S.G., Ayupov R.S., Novikov M.V., Isaev, V. I., Lobova G.A., Stulov, P.A., Butin V.S., Astapenko E.O. (2020). Enhanced oil recovery methods at fields of Yugra. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(4), pp. 96–106. (In Russ.)

Oleynik E.V., Oksenoyd E.E. (2015). Lithological features of Bazhenov-Abalak rocks in Frolov megadepression (Western Siberia). *Evolution of sedimentary processes in Earth history. Proc. 8 All-Russ. Lithological Conf.* V. 1. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, pp. 254–257. (In Russ.)

Oksenoyd E.E., Kozlov I.V., Bashirov R.I. (2018). Mineral and matter composition and reservoir properties of bazhen rocks in the central part of the West Siberia. *Nedropolzovaniye XXI vek*, 1, pp. 30–37. (In Russ.)

Oksenoyd E.E., Popovskaya V.G., Pecherin T.N., Demichev P.S. (2022). Dynamics of hard-to-recover reserves development: Bazhenov-Abalak Play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil and Gas Geology,* 2, pp. 95–104. (In Russ.) https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-2-95-104

Polukeev, S. M., Shpilman, A. V., Kuzmin, J. A., Korkunov, V. V., Novikov, M. V., & Kuzmenkov, S. G. (2013). Stabilization of oil production in Ugra by means of hard to recover reserves – myth or reality? *Nedropolzovaniye XXI vek*, 5, pp. 12–19. (In Russ.)

Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. (2007). Abundance dynamics of unconventional oil reserves in total balance. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2. (In Russ.) https://www.ngtp.ru/rub/2007/023.html

Zabozlaev A.G., Filatov S.A., Novikov M.V., Shpilman A.V., Stulov P.A., Kuzmenkov S.G. (2016). Modern challenges Ugra fuel and energy complex and their solutions. *Nedropolzovanie XXI vek*, 5, pp. 24–31. (In Russ.)

About the Authors

Elena E. Oksenoyd – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Geology Department, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

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

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

16, Chekhov St., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Maksim V. Novikov – Deputy Director, Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

2, Studencheskaya St., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

Timofey N. Pecherin – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Laboratory of modelling and analysis of oil field development, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

Manuscript received 31 January 2023;
Accepted 24 February 2023; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.7

УДК 553.982

Ресурсная база углеводородов территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и пути ее развития

Е.В. Олейник[1], С.Г. Кузьменков[2], М.В. Новиков[3], Е.Е. Оксенойд[1], Л.М. Захарова[1], Е.В. Икон[1], В.Г. Поповская[1]*

[1]*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, Тюмень, Россия*

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

[3]*Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ханты-Мансийск, Россия*

Цель статьи состояла в анализе минерально-сырьевой базы углеводородов выделенных в результате тематических работ перспективных на обнаружение залежей углеводородов зон, расположенных преимущественно на периферии территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Второй, не менее важной целью явился анализ состояния геологоразведочных работ в Югре с точки зрения их геологической эффективности. Выделены участки недр, по которым дана оценка ресурсной базы в разрезе доюрских образований и осадочного чехла. Предложены наиболее перспективные по состоянию запасов и ресурсов поисковые зоны для включения их в программы лицензирования фонда недр за счет всех источников финансирования. Приведены сведения о перспективах подготовке «новых» запасов нефти за счет поисково-разведочного бурения. Данная работа является результатов собственных исследований авторов, включая ретроспективный анализ фондовых и имеющихся в распоряжении Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана и Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры геолого-геофизических материалов по данной тематике за историю открытия и освоения недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Ключевые слова: ресурсная база углеводородного сырья, поисковые зоны, геологоразведочные работы, ретроспективный анализ, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, трудноизвлекаемые запасы, эффективность

Для цитирования: Олейник Е.В., Кузьменков С.Г., Новиков М.В., Оксенойд Е.Е., Захарова Л.М., Икон Е.В., Поповская В.Г. (2023). Ресурсная база углеводородов территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры и пути ее развития. *Георесурсы,* 25(1), с. 60–66. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.7

Введение

Ухудшение структуры ресурсной базы УВ вызвано как объективными («старением» Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции), так и субъективными причинами, среди которых следует выделить недостаточные объемы геологоразведочных исследований в пределах территорий с низкими плотностями потенциальных ресурсов углеводородов (Коркунов и др., 2013; Забозлаев и др., 2016).

Анализ структуры ресурсов и запасов по объектам нефтеперспективной части разреза показал (Олейник и др., 2022), что в общем объеме невыявленных ресурсов две трети приходится на долю нижних, более сложных в геологическом отношении, горизонтов (юрские и доюрские нефтегазоносне комплексы (НГК)), приуроченных преимущественно к переферийным частям потенциально нефтегазоносной территории Югры. Также установлено (Забозлаев и др., 2016; Олейник и др., 2022; Полукеев и др., 2013), что на протяжении последних десятилетий 2/3 прироста запасов формируется за счет доразведки и открытия залежей на старых площадях, при этом открываются в основном мелкие месторождения, удаленные от инфраструктурных объектов, что осложняет вовлечение этих запасов в промышленную разработку.

Объектами настоящих исследований являются периферийные части ХМАО – Югры, где нефтегазоносность в основном связана с юрскими и меловыми комплексами пород, а также доюрскими образованиями, которые в последнее время представляют значительный поисковый интерес. Рассматриваются особенности их геологического разреза и состояние ресурсной базы. На указанной территории выделены поисковые зоны, в пределах которых предстоит уточнить степень геолого-геофизической изученности и перспективы их нефтегазоносности и на основании которых выделить первоочередные объекты проведения определенных видов и объемов геологоразведочных работ для подготовки запасов «новой» нефти.

Выделение зон для проведения поисковых работ

В статье приведены результаты ретроспективного сопоставительного анализа фондовых, тематических и научно-аналитических материалов, выполненных по состоянию на 2021 год на территории Югры научными и научно-производственными организациями и

* Ответственный автор: Станислав Григорьевич Кузьменков
e-mail: ksg.1948@yandex.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

предприятиями ТЭК. Выделено (рис. 1) 14 поисковых зон общей площадью 176 тыс. км^2 (Олейник и др., 2022). В границы зон включены территории нераспределенного фонда недр и лицензионные участки недр, на которых не выполняются условия лицензионных соглашений.

Зоны разделены на три группы (табл. 1). В первую группу входят зоны, в которых перспективны отложения нескольких НГК, включая как основные продуктивные верхнеюрско-нижнемеловые резервуары, так и отложения с трудноизвлекаемыми запасами (ТрИЗ).

Во вторую группу объединены зоны, чья выявленная нефтегазоносность связана либо с одним из основных продуктивных комплексов, либо отложения комплексов содержат преимущественно трудноизвлекаемые запасы.

Зоны третьей группы характеризуются слабой изученностью, что не позволяет в настоящее время обоснованно оценить их перспективность и требует дополнительных геологоразведочных исследований.

К наиболее перспективным отнесены четыре зоны, площадью каждая менее 2 тыс. км^2, выделенные в центральной части округа и относящиеся к Среднеобской нефтегазоносной области (НГО): Сургутская, Сургутско-Ноябрьская, Вартовская и Вартовско-Юганская. Эти зоны характеризуются высокой плотностью начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти – 136–141 тыс. т/км^2. Сургутско-Ноябрьская и Сургутская зоны достаточно полно исследованы сейсмическими исследованиями 2D различных модификаций: плотность сети сейсмических наблюдений, проводившихся после 1985 г., превышает 1,6 км/км^2, менее изучены Вартовская и Вартовско-Юганская зоны – 0,8 и 0,18 км/км^2, соответственно.

Во всех четырех зонах первой группы перспективны отложения неокомского и васюганского НГК, содержащие традиционные коллекторы с кондиционными ФЕС. Также высока вероятность обнаружения залежей в среднеюрском НГК, а на участках Сургутского нефтегазоносного района (НГР) – в баженовско-абалакских отложениях, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым. Перспективы доюрских и нижнеюрских отложений требуют дополнительного изучения.

Казымская и Карабашско-Красноленинская зоны первой группы расположены к западу, а Варьеганско-Александровская – к востоку от Среднеобской НГО, Вартовско-Каймысовская зона расположена на стыке Среднеобской и Каймысовской НГО (рис. 1). Площади зон изменяются от 7,9 до 18,6 тыс.км^2. Для Варьеганско-Александровской и Казымской зон плотность НСР нефти превышает 100 тыс. т/км^2 – 124 и 106 тыс. т/км^2, соответственно.

Для Вартовско-Каймысовской и Карабашско-Красноленинской зон величина плотности НСР составляет 81 и 90 тыс. т/км^2. Расположенные на востоке Варьеганско-Александровская и Вартовско-Каймысовская зоны достаточно хорошо изучены: плотность сейсморазведочных работ, проводившихся после 1985 г. превышает 1,3 км/км^2. Две зоны, расположенные на западе, изучены хуже; для них плотность сейсморазведочных работ, проводившихся после 1985 г., составляет 0,7 км/км^2.

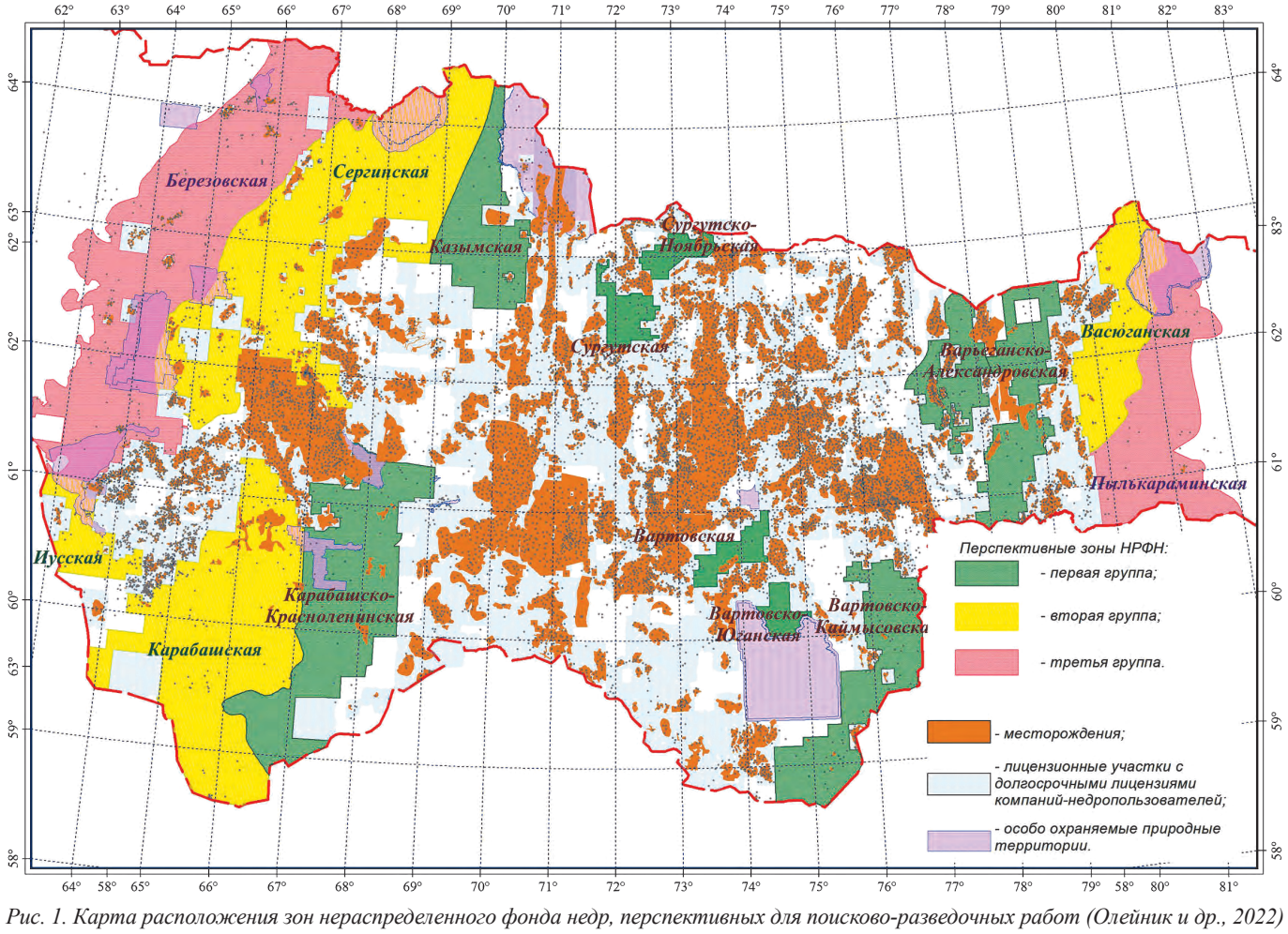


Рис. 1. Карта расположения зон нераспределенного фонда недр, перспективных для поисково-разведочных работ (Олейник и др., 2022)

Поисковая зона		Площадь, км^2	Изученность, км^2/скв.	Изученность СРР, км/км^2	Изученность СРР с 1985 г., км/км^2	НСР нефти геол., млн т	НСР нефти извл., млн т	Плотность НСР нефти геол. тыс, т/км^2
1	Сургутско-Ноябрьская	1397,06	74	1,87	1,61	197,16	57,24	141,13
	Сургутская	1950,4	85	2,53	1,98	309,82	97,2	158,85
	Вартовско-Юганская	1141,26	380	0,63	0,18	155,21	50,89	136
	Вартовская	1791,7	119	1,74	0,8	249,05	76,39	139
	Варьеганско-Александровская	12149,03	84	2,01	1,26	1502,78	438,78	123,7
	Вартовско-Каймысовская	10095,71	138	1,82	1,46	814,08	266,17	80,64
	Казымская	7943,37	418	0,96	0,71	841,54	226,41	105,94
	Карабашско-Красноленинская	18612,43	282	1,07	0,72	1670,72	428,06	89,76
2	Васюганская	9176,34	278	1,29	1,03	627,77	178,06	68,41
	Сергинская	31677,35	162	1,06	0,69	3353,08	925,99	105,85
	Карабашская	26674,16	242	0,96	0,54	1029,63	256,22	38,6
	Иусская	3527,65	126	1,61	1,24	155,92	47,94	44,2
3	Березовская	34983,32	160	0,65	0,24	292,18	78,32	8,35
	Пылькараминская	14587,47	471	0,88	0,71	637,65	161,08	36,45

Табл. 1. Краткая характеристика перспективных зон

Перспективность Варьеганско-Александровской зоны определяется большим этажом нефтегазоносности, который включает в себя сеноманские, неокомские, верхнеюрские, среднеюрские, нижнеюрские и доюрские отложения. В Вартовско-Каймысовской зоне прогнозируемая продуктивность связана с неокомским, васюганским и юрским НГК.

В Казымской и Карабашско-Красноленинской зонах перспективен практически весь юрско-нижнемеловой разрез и доюрские отложения. Однако развитые на территории этих зон клиноформные резервуары $АС_{10-12}$ и $АС_7$ из-за удаленности от источника сноса характеризуются более низкими коллекторскими свойствами, чем в центральной части провинции. Перспективны баженовско-абалакский, среднеюрский, нижнеюрский и доюрский НГК.

Во вторую группу входят три зоны, выделенные на западе округа: Сергинская, Иусская и Карабашская, и расположенная на востоке Васюганская зона.

Сергинская зона характеризуется НСР нефти 106 тыс. т/км^2. При плотности изученности сейсморазведкой 1,06 км/км^2, изученность работами после 1985 г. составляет лишь 0,69 км/км^2, и территория покрыта исследованиями неравномерно.

Иусская и Карабашская зоны характеризуются близкими значениями НСР нефти – 39 и 44 тыс. т/км^2. Карабашская менее изучена сейсморазведкой (0,54 км/км^2 по работам после 1985 г.), для Иусской плотность изученности составляет – 1,24 км/км^2.

Перспективы Сергинской зоны, в первую очередь, связаны с отложениями среднеюрского НГК, при совместных испытаниях юрской и доюрской части разреза получены притоки нефти преимущественно менее 2 м^3/сут. В Карабашской зоне нефтеносность выявлена на севере в неокомских, среднеюрских и доюрских отложениях и на юге: открыто единственное газовое месторождение в доюрских отложениях. В обеих зонах продуктивные отложения обладают невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. То есть, прогнозируемые здесь запасы с большой вероятностью можно отнести к трудноизвлекаемым.

Иусская зона расположена на границе Шаимского и Иусского нефтегазоносных районов. В Шаимском НГР доказана нефтеносность доюрских и юрских отложений. В Иусском НГР открыты залежи нефти в юрской части разреза, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи в породах коры выветривания и газонефтяные залежи в аптском и неокомском НГК. Перспективы поиска нефтяных и газовых скоплений связаны как с меловыми, так и с юрскими отложениями.

Васюганская зона характеризуется невысокой плотностью ресурсов нефти – 68 тыс. т/км^2; изучена неравномерно: плотность изученности сейсморазведочными работами после 1985 г. составляет 1,03 км/км^2. Основные перспективы зоны ассоциируются с юрскими и доюрскими отложениями, с которыми связана уже выявленная нефтеносность.

Поисковые зоны – Березовская и Пылькараминская – отнесены к наименее перспективным. Эти территории отличаются наименьшей степенью изученности сейсморазведочными работами, неравномерно распределенными по площади. В Березовской зоне открыты мелкие по запасам залежи газа и газоконденсата, приуроченные в основном к зонам выклинивания отложений верхней и средней юры, единичные залежи открыты в пласте Н неокомского НГК. В Пылькараминской зоне открыта единственная залежь нефти на Боровом месторождении в 2000 году в пласте $Ю_1$ васюганской свиты. Для более

надежной оценки перспектив этих территорий требуется проведение дополнительных исследований.

Об эффективности геологоразведочных работ в ХМАО-Югре

Анализ эффективности геологоразведочных работ (Коркунов и др., 2013; Олейник и др., 2022; Кузьменков и др., 2018; Полукеев и др., 2013) показал, что в последнее время данные работы на территории ХМАО-Югры практически на 100 % осуществляются за счет средств недропользователей.

Так, в 2017–2020 гг. доля затрат недропользователей составляла 98–100 %, хотя согласно «Стратегии развития геологической отрасли РФ до 2035 года» компании должны вкладывать в ГРР примерно 90 %, а государство – 10 % от общего объема затрат (Стратегия развития минерально-сырьевой базы..., 2018; Стратегия социально-экономического развития..., 2013).

Если говорить в целом о ТЭК, то в настоящее время наиболее острая проблема нефтегазовой отрасли России – деградация (Григорьев и др., 2012) структуры ресурсной базы углеводородов, особенно нефти. ХМАО – Югра не является исключением, об этом неоднократно поднимался вопрос на различных дискуссионных площадках (Забозлаев и др., 2016; Полукеев и др., 2013; Кузьменков и др., 2018).

На рисунке 2 представлена динамика ГРР в 21-м веке, из которой следует, что объёмы поисково-разведочного бурения (ПРБ) сократились с 1,01 млн м в 2001 г. до 213 тыс. м в 2009 г., прирост запасов нефти по категориям AB_1C_1 варьировал от 11,0 млн т в 2006 г. до 333 млн т в 2012 году. Эффективность ПРБ изменялась от 49 т/м в 2001 году до 1260 т/м в 2012 году.

Отметим, что на рисунке 2 представлен прирост запасов нефти как за счет разведки, так и за счет переоценки. Может показаться, что он в целом практически компенсирует добычу, но если исключить из анализа переоценку, то ситуация становится совершенно иная. За анализируемый период (2000–2021 гг.) по графе «разведка» за счет ПРБ прирост запасов промышленных категорий составил чуть более 2,0 млрд т, или чуть более 40 % от добычи, равной 5,1 млрд т нефти (рис. 3).

Вывод однозначен – в Югре продолжается «проедание» запасов, подготовленных во времена СССР, при этом объёмы подготовленной «новой» нефти не превышают 30 % от добычи. Остальная часть прироста формируется за счет эксплуатационного бурения и пересчета запасов по разрабатываемым месторождениям. Например, в 2021 году при добыче 216 млн т, прирост извлекаемых запасов «новой» нефти за счёт разведки по категории B_1C_1 составил 64 млн т.

Это связано, прежде всего, с недостаточными объёмами геологоразведочных работ (сейсмических и поисково-разведочного бурения) как в пределах распределенного, так и нераспределенного фондов недр.

Для сейсморазведочных работ 2D на протяжении последних десятилетий (рис. 4) характерна отрицательная динамика. Эти работы в основном проводятся в границах поисковых лицензионных участков, за редким исключением, – в границах долгосрочных лицензий.

Ввиду сложности строения геологического разреза и малоразмерности перспективных объектов, в последние годы зачастую поисковую съемку 2D заменяют более детальной площадной съемкой 3D. Объем сейсморазведочных работ 2D в целом по Югре за рассматриваемый период сократился с 25100 в 2000 году до 1493 километров в 2021 году, т.е. в 17 раз (рис. 4), а динамика сейсморазведочных работ 3D достаточно стабильна и варьирует в диапазоне на уровне 3,0–6,5 тыс. км^2. Эти работы проводятся преимущественно на участках с долгосрочными лицензиями и не создают, за редким исключением, «поискового задела».

Если планировать подготовку «новой» нефти в объеме 200 млн т в год, то уровень геологоразведочных работ явно

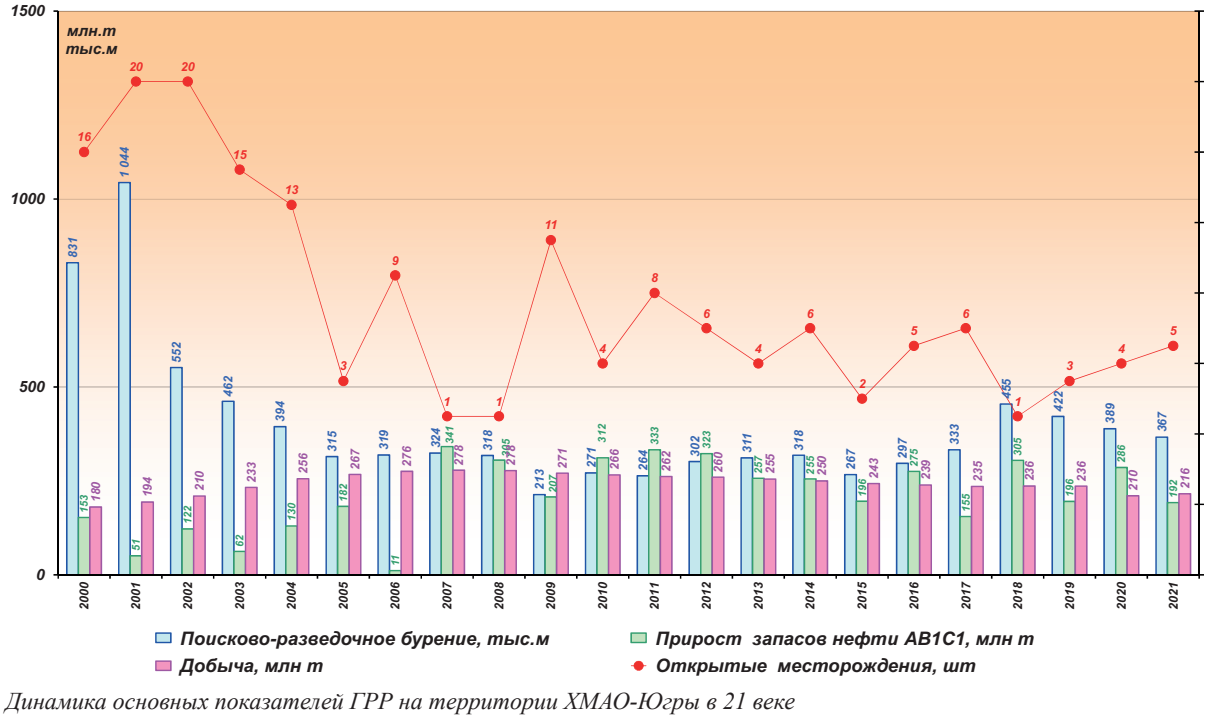


Рис. 2 . Динамика основных показателей ГРР на территории ХМАО-Югры в 21 веке

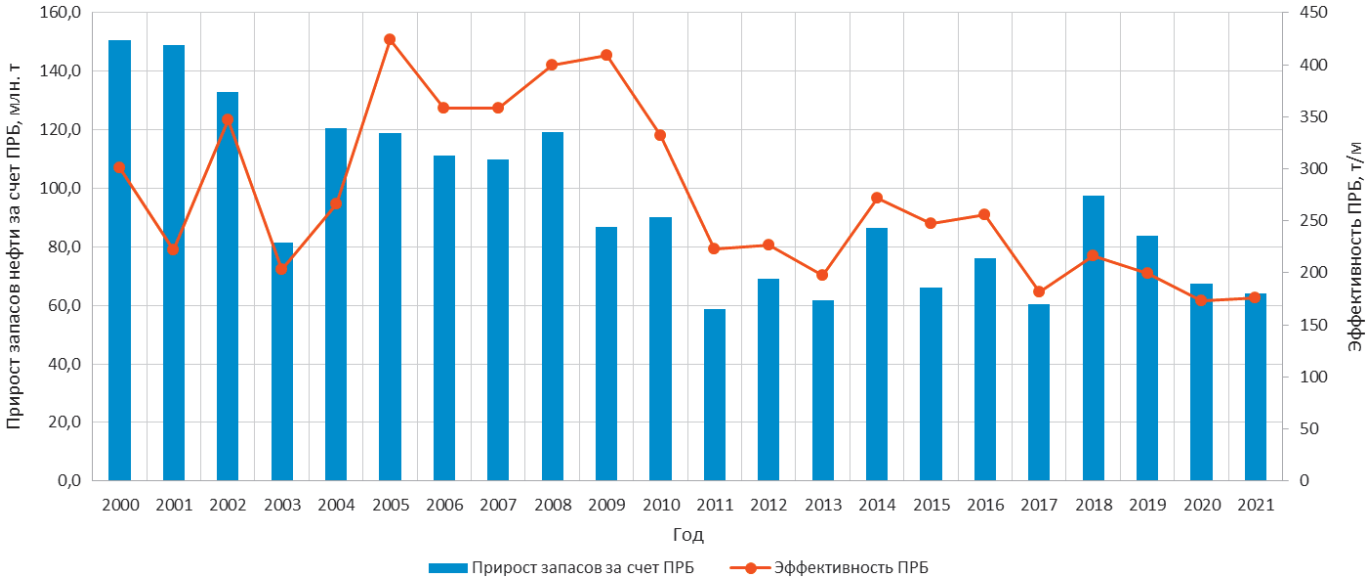


Рис. 3 . Динамика прироста запасов нефти за счет поисково-разведочного бурения в период с 2000 по 2021 г.

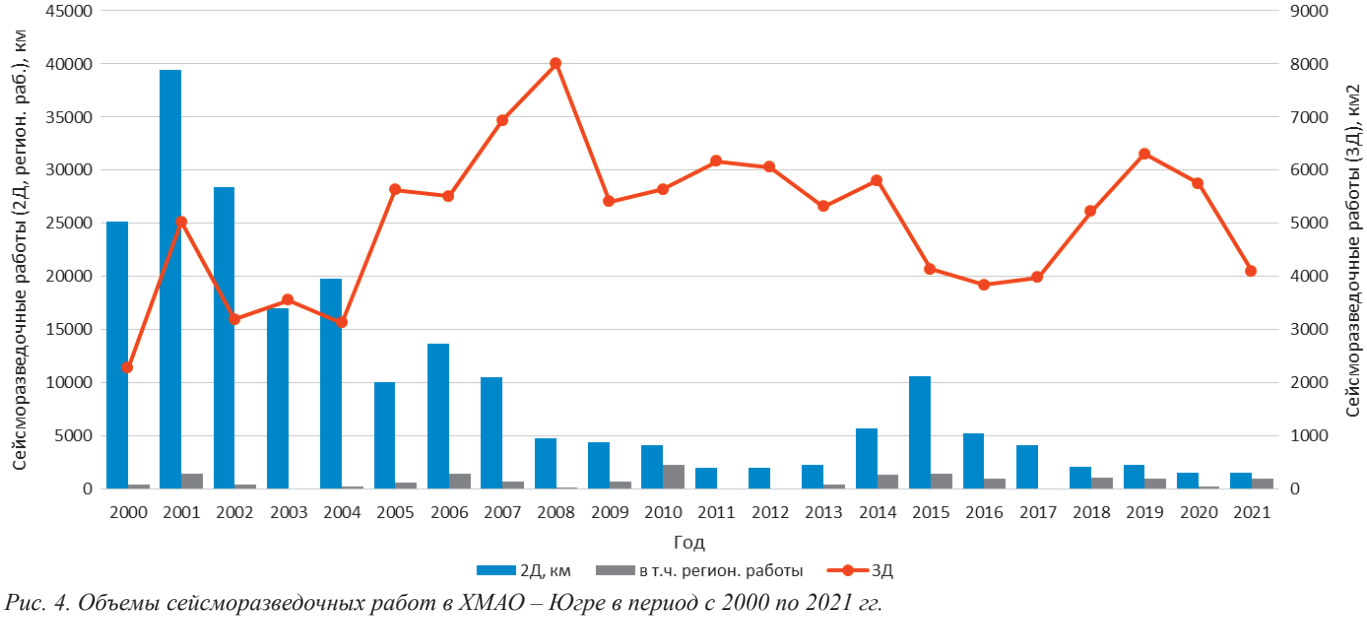


Рис. 4. Объемы сейсморазведочных работ в ХМАО – Югре в период с 2000 по 2021 гг.

недостаточен для компенсации прогнозируемого объёма добычи нефти. Простой расчет показывает, что объемы ПРБ, а соответственно и сейсморазведки 2D, в пределах НФН необходимо увеличивать в 3–4 раза.

Учитывая, что суммарная площадь лицензионных участков под долгосрочными лицензиями (НР, НЭ, НГ) в Югре составляет 197 тыс. км^2, или всего 38,4 % от площади перспективных земель округа, возможность увеличения объемов ГРР на территории Югры существует, и об этом необходимо помнить и поднимать вопрос об их усилении.

Заключение

Проведенный анализ показал, что перспективные ресурсы в пределах поисковых зон изменяются в широких пределах, достигая максимальных значений в первой группе, в которой перспективы открытия новых залежей и месторождений связываются преимущественно с традиционными нижне-среднеюрскими и неокомскими нефтегазоносными комплексами.

Для второй группы поисковых зон значительные перспективы связаны с доюрским комплексом пород, в котором открыто Карабашское газовое месторождение.

На территории третьей группы, в пределах которой открыты мелкие по запасам залежи газа и газоконденсата (Березовское и др.) и самая восточная залежь нефти в пласте Ю$_1$ васюганской свиты (Боровое месторождение), необходимо проведение дополнительных геологоразведочных работ.

При этом установлено, что в зависимости от степени изученности поисковых зон для каждой из них необходимы разработка и обоснование рационального комплекса и объёма поисково-разведочных работ, которые предопределяются:

- степенью геолого-геофизической изученности территории;
- особенностями геологического строения нефтегазоносных комплексов;
- эффективностью предлагаемых геологических, геофизических и других исследований;

- наибольшей геологической и экономической эффективностью предлагаемых методов исследований.

Для уточнения геологического строения поисковых зон и состояния ресурсной базы в первую очередь необходимо проведение площадных и региональных сейсмических исследований различных модификаций, по результатам которых будут приниматься решения по постановке бурения глубоких скважин различного назначения. Все это повысит достоверность прогнозных оценок и сделает поисковые объекты более привлекательными для лицензирования.

Усиление геологоразведочных работ в основных районах нефтедобычи является, согласно (Стратегия развития минерально-сырьевой базы..., 2018; Стратегия социально-экономического развития..., 2013), приоритетным на ближайшие годы.

Важным направлением восполнения ресурсной базы в ХМАО – Югре является освоение ТрИЗ, в том числе баженовской свиты (Кузьменков и др., 2018; Полукеев и др., 2013; Технологии освоения..., 2021).

Литература

Григорьев Г.А., Макаревич В.Н. (2012). Проблемы развития нефтегазовой отрасли в России. *Недропользование XXI век*, 36(5), с. 70–71.

Забозлаев А.Г., Филатов С.А., Новиков М.В., Шпильман А.В., Стулов П.А., Кузьменков С.Г. (2016). Современные вызовы ТЭК Югры и пути их решения. *Недропользование XXI век*, 5, с. 24–31.

Коркунов В.В., Новиков М В., Кузьменков С.Г. (2013). Упущенные возможности в стабилизации уровня добычи нефти. *Недропользование XXI век*, 4, с. 36–39.

Кузьменков С.Г., Исаев В.И., Булатов В.И., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А. (2018). Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(11), с. 103–113.

Олейник Е.В., Икон Е.В., Попова Н.Л. (2022). Перспективы поисковых работ в нераспределенном фонде ХМАО-Югры. *Мат. XXV научно-практ. конф.: Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири*, с. 43–52.

Полукеев С.М., Шпильман А.В., Кузьмин Ю.А., Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. (2013). Стабилизация добычи нефти в Югре за счет трудноизвлекаемых запасов – миф или реальность? *Недропользование XXI век*, 5, с. 12–19.

Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (2018). Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. N 2914-р

Стратегия социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (2013). Утверждена Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 22 марта 2013 г. N 101-рп

Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов (2021). Федеральный проект. https://minenergo.gov.ru/node/14095

Сведения об авторах

Елена Владимировна Олейник – кандидат геол.-мин. наук, заведующий лабораторией геологии неокомских отложений

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

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

Югорский государственный университет

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

e-mail: ksg.1948@yandex.ru

Максим Васильевич Новиков – заместитель директора

Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Россия, 628007, Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

Елена Ефимовна Оксенойд – кандидат геол.-мин. наук, заведующая отделением геологии

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

Лариса Михайловна Захарова – заместитель директора

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

Елена Владимировна Икон – заведующая лабораторией обоснования направлений геолого-разведочных работ в восточной части региона

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

Виолетта Георгиевна Поповская – заведующий лабораторией оценки ресурсов нефти и газа

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана

Россия, 625026, Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

Статья поступила в редакцию 14.02.2023;
Принята к публикации 02.03.2023;
Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The resource base of hydrocarbons in the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra and ways of its development

E.V. Oleynik[1], S.G. Kuzmenkov[2], M.V. Novikov[3], E.E. Oksenoyd[1], L.M. Zakharova[1], E.V. Ikon[1], V.G. Popovskaya[1]*

[1]V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russian Federation

[2]Ugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

[3]Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

[*]Corresponding author: Stanislav G. Kuzmenkov, e-mail: ksg.1948@yandex.ru

Abstract. The goal of the article was to analyze the mineral resource base of hydrocarbons of zones promising for the discovery of hydrocarbon deposits, located mainly on the periphery of the territory of the Khanty-Mansy Autonomous Okrug – Ugra. The second, no less important goal was to analyze the efficiency of exploration work in Ugra. Sites of subsurface resources were identified, for which an assessment of the resource base of pre-Jurassic formations and sedimentary cover was given. The most promising prospecting zones in terms of the state of reserves and resources are proposed for their inclusion in the licensing programs of the subsoil fund at the expense of all sources of funding. Information about the prospects for the preparation of «new» oil reserves through exploration drilling is given.

This work is the result of the authors' own research, including a retrospective analysis of unpublished material and available material of the V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil and the Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra geological and on this topic for the history of discovery and development of subsoil West Siberian oil and gas province.

Keywords: hydrocarbon resource base, prospecting zones, geological exploration, retrospective analysis, Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Ugra, hard-to-recover reserves, efficiency

Recommended citation: Oleynik E.V., Kuzmenkov S.G., Novikov M.V., Oksenoyd E.E., Zakharova L.M., Ikon E.V., Popovskaya V.G. (2023). The resource base of hydrocarbons in the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra and ways of its development. *Georesursy* = *Georesources*, 25(1), pp. 60–66. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.7

References

Grigoriev G.A., Makarevich V.N. (2012). Problems of development of the oil and gas industry in Russia. *Nedropolzovanie XXI vek*, 36(5), pp. 70–71. (In Russ.)

Korkunov V.V., Novikov M V., Kuzmenkov S.G. (2013). Missed opportunities in stabilizing the level of oil production. *Nedropolzovanie XXI vek*, 4, pp. 36–39. (In Russ.)

Kuzmenkov S.G., Isaev V.I., Bulatov V.I., Ayupov R.Sh., Igenbaeva N.O., Kuz'min Yu.A., Stulov P.A. (2018). Development of the oil and gas complex of Yugra, hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(11), pp. 103–113. (In Russ.)

Oleynik E.V., Ikon E.V., Popova N.L. (2022). Prospecting work in the unallocated fund of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Proc. XXV Sci. and Pract. Conf.: Ways to realize the oil and gas potential of Western Siberia*, pp. 43–52. (In Russ.)

Polukeev S.M., Shpilman A.V., Kuzmin Yu.A., Korkunov V.V., Novikov M.V., Kuzmenkov S.G. (2013). Stabilization of oil production in Yugra at the expense of hard-to-recover reserves – myth or reality? *Nedropolzovanie XXI vek*, 5, pp. 12–19. (In Russ.)

Strategy for the development of the mineral resource base of the Russian Federation until 2035 (2018). Approved by Decree of the Government of the Russian Federation of December 22, 2018. N 2914-r. (In Russ.)

Strategy for socio-economic development of the Khanty-Mansy Autonomous Okrug – Yugra until 2030 (2013). Approved by the Government of the Khanty-Mansy Autonomous Okrug – Yugra. March 22, 2013. N 101-rp. (In Russ.)

Technologies for the development of hard-to-recover hydrocarbons (2021). Federal Project. (In Russ.) https://minenergo.gov.ru/node/14095

Zabozlaev A.G., Filatov S.A., Novikov M.V., Shpilman A.V., Stulov P.A., Kuzmenkov S.G. (2016). Modern challenges Ugra fuel and energy complex and their solutions. *Nedropolzovanie XXI vek*, 5, pp. 24–31. (In Russ.)

About the Authors

Elena V. Oleinik – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Neocomian Deposits Geology, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

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

16, Chekhov St., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Maxim V. Novikov – Deputy Director, Department of Subsurface Management & Natural Resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

2, Studencheskaya St., Khanty-Mansiysk, 628007, Russian Federation

Elena E. Oksenoyd – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Geology Department, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

Larisa M. Zakharova – Deputy Director, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

Elena V. Ikon – Head of the Laboratory for Substantiating Geological Exploration in the Eastern Part of the Region, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

Violetta G. Popovskaya – Head of the Laboratory for Estimating Oil and Gas Resources, V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil

P.O. Box 286, 75, Malygina St., Tyumen, 625026, Russian Federation

Manuscript received 14 February 2023;
Accepted 2 March 2023; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8

УДК 553.98.061

Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря

В.Л. Шустер[1], А.Д. Дзюбло[1,2]*

[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

[2]Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Для пополнения запасов нефти и газа в среднесрочной перспективе и до конца столетия потребуется изучение новых комплексов отложений в перспективных регионах страны. Одним из таких направлений является шельф Карского моря, где уже открыты крупные и гигантские газоконденсатные месторождения в меловых отложениях, а на восточном Приновоземельском шельфе открыто месторождение Победа с нефтяной залежью в нижне-среднеюрских отложениях и газовыми залежами в меловых.

В статье обосновываются перспективы нефтегазоносности юрского комплекса в центральной части Южно-Карской нефтегазоносной области, и предлагается ускорить проведение геологоразведочных работ в юрских и доюрских отложениях региона.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, юрский и доюрский комплексы, Карское море, месторождение, ресурсы

Для цитирования: Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. (2023). Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря. *Георесурсы,* 25(1), с. 67–74. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8

Введение

Ведущие газовые и нефтяные компании РФ проводят региональные и поисково-разведочные работы на шельфе арктических морей. ПАО «Газпром» открыты крупные и уникальные по запасам газовые, газоконденсатные месторождения (Нярмейское, 75 лет Победы, имени В. Динкова), в основном, в меловой части разреза Карского моря. ПАО «НК «Роснефть» открыла две нефтяные залежи в юрских отложениях (а также газовые залежи в меловых) на месторождении Победа и два газовых месторождения в меловых отложениях (имени Маршала Рокоссовского и имени Маршала Жукова) в западной части Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО).

Поисково-разведочными работами на шельфе Карского моря охвачен в основном меловой комплекс отложений, в котором открыты газовые гиганты и крупные месторождения. Юрский (юрско-триасовый) нефтегазовый комплекс практически (бурением) не исследован.

Целью настоящих исследований является обоснование перспектив нефтегазоносности, в первую очередь, юрского комплекса (и более глубоких горизонтов разреза) и возможность значительного прироста запасов нефти и газа в Южно-Карской НГО (в тектоническом отношении-синеклизы или впадины).

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- сопоставление геологического строения юрских и доюрских отложений полуостровов Ямал, Гыдан, Восточного шельфа Новой Земли и центральной части Южно-Карской впадины по сейсмическим данным;

- построение геолого-геофизических и геохимических моделей Южно-Карской впадины.

Материалы и методы

Перспективы нефтегазоносности юрского комплекса на шельфе Карского моря уже подтверждены открытием двух нефтяных залежей на месторождении Победа и получением промышленных притоков газа и нефти из этих отложений на месторождениях полуострова Ямал.

В статье обоснованы перспективы нефтегазоносности юрского комплекса в Южно-Карской НГО на основе интегрированного анализа имеющихся в распоряжении авторов фактических геолого-геофизических материалов и опубликованных статей по региону (Брехунцов и др., 2001; Дзюбло и др., 2022, 2021; Долгунов и др., 2011; Кирюхина и др., 2011; Конторович, 2018; Мартиросян и др., 2011; Панарин, 2020; Санникова и др., 2018; Скоробогатов и др., 2003; Ступакова, 2011; Супруненко, 2009; Шустер, 2022; Шустер, Дзюбло, 2012). Использованы результаты обработки и интерпретации сейсмических материалов МОВ ОГТ 3D в акватории Южно-Карской НГО, материалы бурения скважин в акватории и на суше (полуостров Ямал).

По результатам исследований построены геолого-геофизические и геохимические модели, на основании которых дана оценка перспектив юрского нефтегазоносного комплекса региона.

Результаты и обсуждение

Обоснованием перспектив нефтегазоносности шельфа Карского моря ряд лет занимаются коллективы

* Ответственный автор: Владимир Львович Шустер
e-mail: tshuster@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов

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

специалистов и ученых ведущих газовых и нефтяных компаний, академических и исследовательских институтов и госуниверситетов: ФГБУ «ВНИИОкеангеология», ФГБУ «ВНИГНИ», МГУ имени М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН».

Учитывая сложные геологические и природно-климатические условия, а также необходимость создания нового и усовершенствования «старого» оборудования и использования новых современных технологий, расширения транспортной системы и средств транспортировки, развития береговой инфраструктуры для полномасштабного освоения потенциальных юрских нефтяных и газовых запасов потребуется несколько десятилетий.

Поэтому необходимо начинать оценочные поисково-разведочные работы уже сегодня.

Обоснование перспектив нефтегазоносности юрского комплекса в Южно-Карской НГО

В Карском море выделяются два осадочных бассейна (рис. 1) – Северо-Карский и Южно-Карский, разделенные Северо-Сибирским порогом (эрозионно-тектоническим выступом фундамента). В нефтегазогеологическом отношении – это Южно-Карская и Северо-Карская НГО, вторая потенциально.

Южно-Карская НГО является составной частью Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) (Конторович, 2018). На Южно-Карскую НГО распространяются региональные закономерности ЗСНГП.

В разрезе мезокайнозойских отложений выделено пять сейсмогеологических мегакомплексов: триас-юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский), апт-альб-сеноманский, турон-маастрихтсий и кайнозойский. Все комплексы контролируются флюидоупорами, представленными глинами, аргиллитами.

Три комплекса – триас-юрский (T_{2-3}-J), неокомский (берриас-нижнеаптский – K_1) и апт-альб- сеноманский (K_1-K_2) – являются основными нефтегазоносными комплексами в ЗСНГП.

Анализ сейсмических материалов и данных бурения, выполненный в РГУ нефти и газа, ИПНГ РАН, а также в других организациях (Брехунцов и др., 2001; Дзюбло и др., 2022; 2021; Долгунов и др., 2011; Конторович, 2018; Мартиросян и др., 2011; Ступакова,2011; Супруненко, 2009; Шустер, 2022; Шустер, Дзюбло, 2012), позволяет сделать вывод о сходстве строения, по крайней мере, мезокайнозойской части разреза (а, возможно, и палеозойской) в северной континентальной и акваториальной (Карское море) частях ЗСНГП. Все сейсмогеологические мегакомплексы, развитые в разрезе на севере Западной Сибири, продолжаются в южную часть акватории Карского моря. То же самое наблюдается на сейсмических разрезах Приновоземельского шельфа – центральная часть синеклизы (с запада на восток).

Мезозойский осадочный чехол подстилается палеозойскими отложениями, выполняющими роль фундамента.

Строение юрской части разреза на полуострове Ямал выполнено переслаиванием песчаных, песчано-алевритовых и аргиллитовых пластов (рис. 2). Источниками

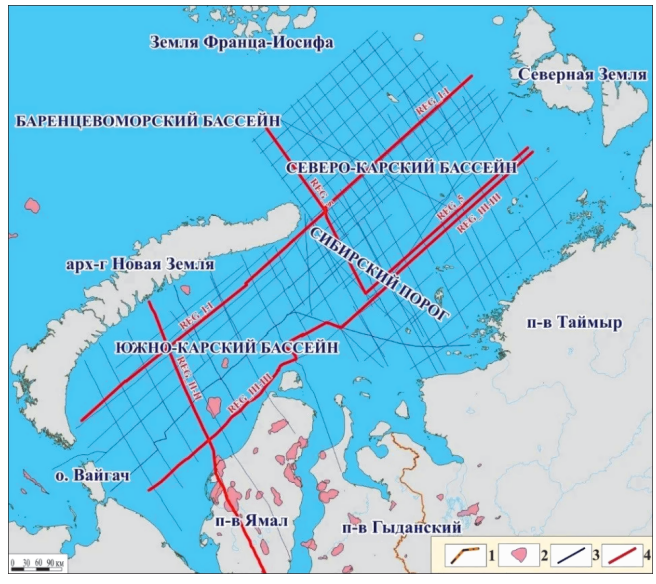


Рис.1. Схема изученности акватории Карского моря. 1 – административные границы, 2 – нефтегазовые месторождения, 3 – региональные сейсмические профили МОГТ, 4 – сейсмические профили (Конторович, 2018)

сноса песчаного материала являлись суша Новой Земли и, возможно, Северо-Сибирского порога.

На Восточном Приновоземельском шельфе к настоящему времени открыто три крупных по запасам месторождения: Победа, имени Маршала Рокоссовского, имени Маршала Жукова.

На нефтегазовом месторождении Победа в скважине №1 глубиной 2113 м открыты две нефтяные залежи: в среднеюрских отложениях ($Ю_{2-6}$), коллектор представлен разнозернистыми алевролитами с глинистым цементом; в нижнеюрских отложениях ($Ю_{10-11}$), коллектор представлен переслаиванием тонкозернистых песчаников. Залежь нефти в среднеюрских отложениях ($Ю_{2-6}$) пластовая сводовая, тектонически экранированная, вскрыта на абсолютной отметке –1624,6 м. Размеры залежи – 37,5х21,1 км, высота – около 300 м. Водонефтяной контакт (условный, по данным ГИС) – 1753 м. В меловых отложениях открыты две залежи.

На газовом месторождении имени Маршала Рокоссовского скважиной глубиной 3514 м вскрыты отложения плинсбахского яруса нижней юры.

На газовом месторождении Маршала Жукова скважиной глубиной –1621 м вскрыт фундамент.

В направлении от полуострова Ямал и от Приновоземельского шельфа в сторону центральной части Южно-Карской НГО происходит нарастание толщины юрской и, в меньшей степени, триасовой частей разреза, увеличиваются также глубины залегания (рис. 3 (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), 4 (ОАО «СМНГ»)). На Приновоземельском шельфе закартировано около 30 локальных поднятий, в том числе крупных и средних по площади, на которых можно ожидать открытия крупных по запасам (аналогично открытым) как нефтяных, так и газовых залежей в юрских отложениях.

Мезозойский разрез центральной части Южно-Карской впадины по сейсмическим данным и по аналогии с данными бурения на полуострове Ямал и на Приновоземельском шельфе представлен триасовыми (залегающими на всей площади Южно-Карской синеклизы),

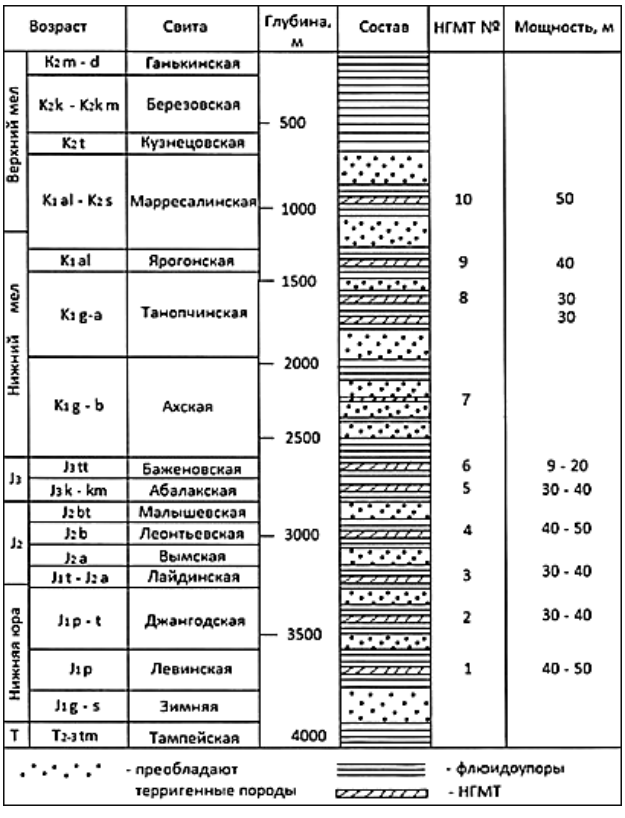


Рис. 2. Нефтегазоматеринские толщи Приямальского шельфа Карского моря, разделяющие коллекторские комплексы. J_1pl – нижнеюрская ленинская, J_1t – нижнеюрская китербютская (джангодская), J_2a – среднеюрская лайдинская, J_2bj – среднеюрская леонтьевская, J_2cl-J_3km – верхнеюрская абалакская, J_3tt-K_1b – верхнеюрская баженовская, K_1b-h нижнемеловая, в разрезе ахских отложений, K_1h-a – нижнемеловая, в разрезе танопчинских отложений, K_1al – нижнемеловая, в разрезе яронгских отложений, K_1al-K_2c – верхнемеловая, в разрезе марресалинских отложений

юрскими, меловыми и кайнозойскими отложениями, залегающими на палеозойском фундаменте.

Триасовые отложения в центральной части синеклизы залегают на глубинах от –5200 до –5700 м (абсолютные отметки). Представлены на вскрытых бурением площадях породами прибрежно-морского и лагунного генезиса (тампейская серия). Это аргиллиты и глинистые мергели с прослоями терригенных пород и туфов, которые могут служить флюидоупорами для возможных залежей углеводородов (рис. 2).

Нижнеюрские отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Комплекс включает четыре свиты: зимняя, левинская, джангодская и лайдинская совместно с частью вымской свиты. Предполагаемая средняя толщина отложений составляет порядка 200 м.

В разрезе средней юры выделяется четыре свиты: лайдинская, вымская, леонтьевская и малышевская. Разрез представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, аргиллиты играют подчиненное значение. Толщина отложений средней юры колеблется от 90–120 до 185 м (на Ямальском полуострове) и нарастает к центральной части синеклизы.

Верхнеюрская толща (баженовская и абалакская свиты) сложена преимущественно глинами, толщиной в среднем 60–80 м (на Ямальском полуострове), достигая 150 м на шельфе; выполняет роль регионального флюидоупора для подстилающих залежей УВ.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) юрских отложений в регионе изучены слабо, а по Южно-Карской синеклизе отсутствуют. Прогнозные данные (по аналогии с близлежащими площадями) характеризуются значениями $К_П$ – 0,14–0,15 д.ед., $К_Г$ – 0,61–0,67 д. ед.

В Бованенковско-Харасавэйской зоне полуострова Ямал породы-коллекторы приурочены к аномалиям пониженных (менее 4000 м/с) скоростей (скв. 119, 114, 201 Бованенковское месторождение).

Глубины залегания юрских отложений составляют от –3090 до –3900 м (на Ямальском полуострове); площади газонасыщенности в юрских отложениях изменяются от 150–170 до 330 тыс. м^2, средние газонасыщенные толщины – 6–8 м.

На месторождениях Приновоземельского шельфа юрские отложения вскрыты на глубинах от –1184 м (имени Маршала Жукова) до –2786 м (имени Маршала Рокоссовского).

Залежь нефти в нижнеюрских отложениях ($Ю_{10\text{-}11}$) вскрыта на абсолютной отметке –1851,8 м. Залежь размерами – 45,9х23,1 км, высота – около 400 м. Условный водонефтяной контакт (ВНК) на отметке –2046 м. Площади и объемы резервуаров юрских залежей месторождения Победа близки среднестатистическим значениям по крупнейшим месторождениям мира (Шустер, 2022).

Верхнеюрский комплекс представляет собой региональный флюидоупор (Казанов и др., 2014).

Обоснованное суждение о ФЕС коллекторов юрских отложений в Южно-Карской НГО можно будет высказать с определенностью после детального изучения керна и материалов ГИС в пробуренных, надеемся в ближайшее время, скважинах с вскрытием разреза юрских, а желательно и триасовых отложений. На данный момент, открытие нефтяных залежей в нижне-среднеюрских отложениях на месторождении Победа, а также материалы нефтегазоносности по месторождениям полуострова Ямал и сейсмические данные позволяют положительно оценить «коллекторский» фактор, как благоприятный для формирования нефтегазовых скоплений в юрских отложениях Южно-Карской НГО. Ожидаемый тип ловушек как антиклинальный, так и неантиклинальный сложного, комбинированного строения (Шустер, 2021; Шустер и др., 2020).

Нефтегазоматеринские толщи юрского комплекса отложений

В юрском интервале разреза в Ямало-Гыданской области выделяется шесть нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) (рис. 2).

Снизу вверх по разрезу:

- нижнеюрская левинская (J_1pl);
- нижнеюрская китербютская (J_1t);
- среднеюрская лайдинская (J_2a);
- среднеюрская леонтьевская (J_2bj);
- верхнеюрская абалакская (J_2cl-J_3km);
- верхнеюрская баженовская (G_3tt-K_1b).

Выделение НГМТ проведено по результатам геохимических исследований образцов кернового материала месторождений: Бованенковского, Восточно-Бованенковского,

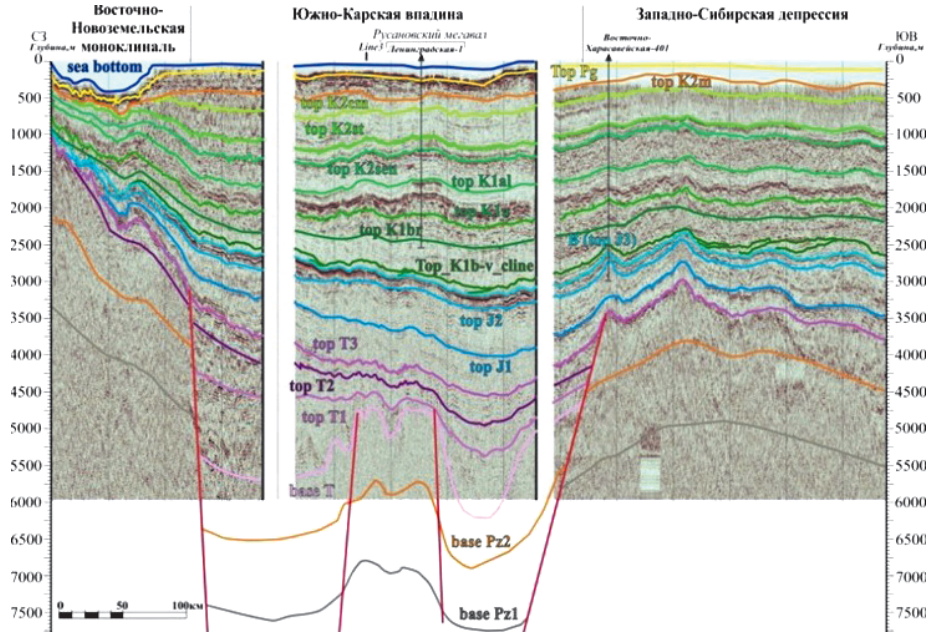


Рис. 3. Региональный композитный сейсмический профиль МОГТ 2D Южно-Карского бассейна (длина 650 км, глубина 7,7 км)

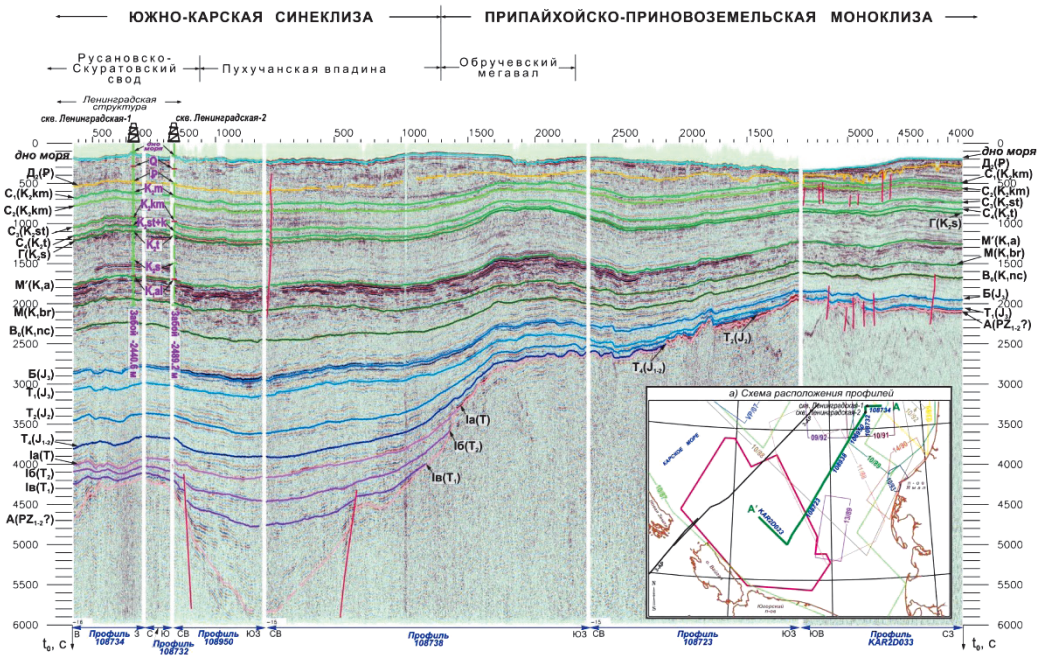


Рис. 4. Композитный профиль по корреляционному ходу А-А'. а) схема расположения композитного профиля по корреляционному ходу А-А'. б) временной разрез композитного профиля по корреляционному ходу А-А'

Харасавэйского, Восточно-Харасавэйского, Арктического, Нейтинского, Малыгинского, Новопортовского, Ямбургского (Кирюхина и др., 2011; Ступакова, 2011; Санникова и др., 2018).

Приведем две схемы распространения нефтегазоматеринских пород (Кирюхина, 2011) с различным содержанием $C_{орг}$ по нижне-среднеюрским и верхнеюрским отложениям северной части ЗСНГП, включающей прилегающий шельф Карского моря (рис. 5, 6).

При анализе этих схем можно отметить что, в целом, происходит увеличение значений содержания $C_{орг}$ с юга на север (в область шельфа) и по нижне-среднеюрским и по верхнеюрским отложениям, а также высокое содержание $C_{орг}$ в отложениях юрского разреза в центральной части синеклизы и в районе местонахождения открытых в меловых отложениях газовых гигантов и крупных месторождений (Ленинградского, Русановского, 75 лет Победы и др.)

Состав органического вещества левинской и китербютской толщ преимущественно гумусовый, возможно, смешанного типа. По результатам пиролитического анализа эти НГМТ характеризуются как газоконденсат генерирующие.

Лайдинская свита характеризуется смешанным типом ОВ, в том числе, сапропелевым. По значениям генерационного потенциала отложения лайдинской свиты относятся к хорошим НГМТ. По значению битуминозного коэффициента для образцов керна по ряду месторождений (4,46–6,19 %) можно рассматривать эти отложения как НМТ.

По степени выработанности керогена (Р1) – от 0,17 до 0,57 – предлагается рассматривать лайдинскую свиту в качестве преимущественно газопроизводящей.

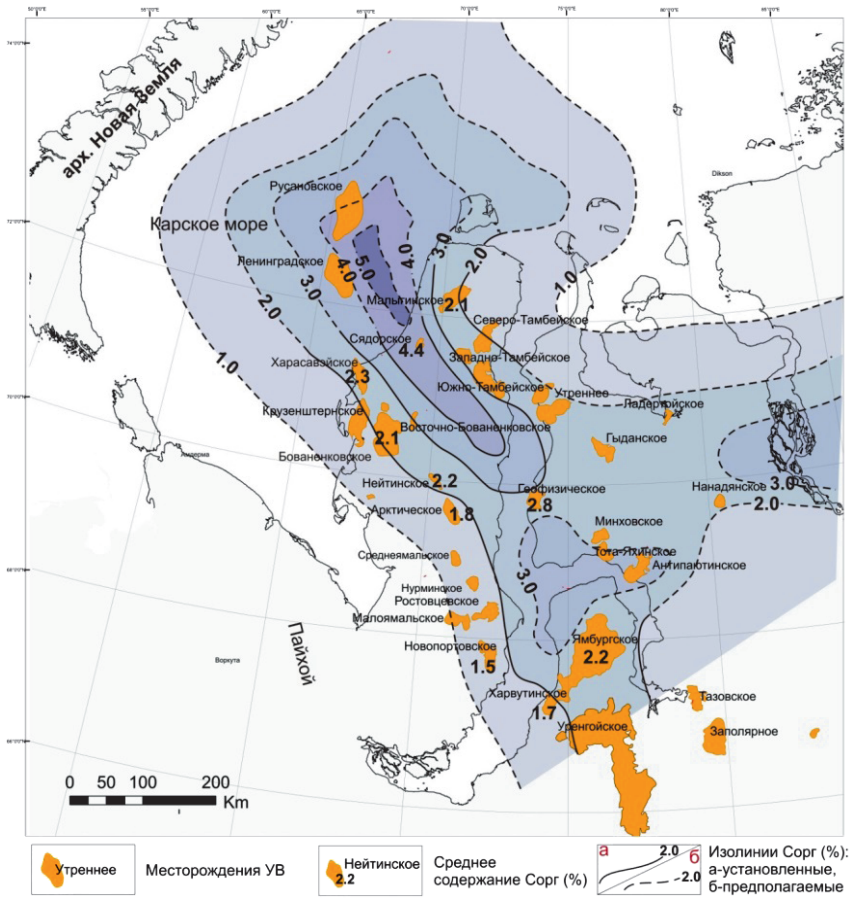


Рис. 5. Схема распространения нефтегазоматеринских пород с различным содержанием $C_{орг}$ в нижне-среднеюрских отложениях J_{1-2} (Кирюхина, 2011)

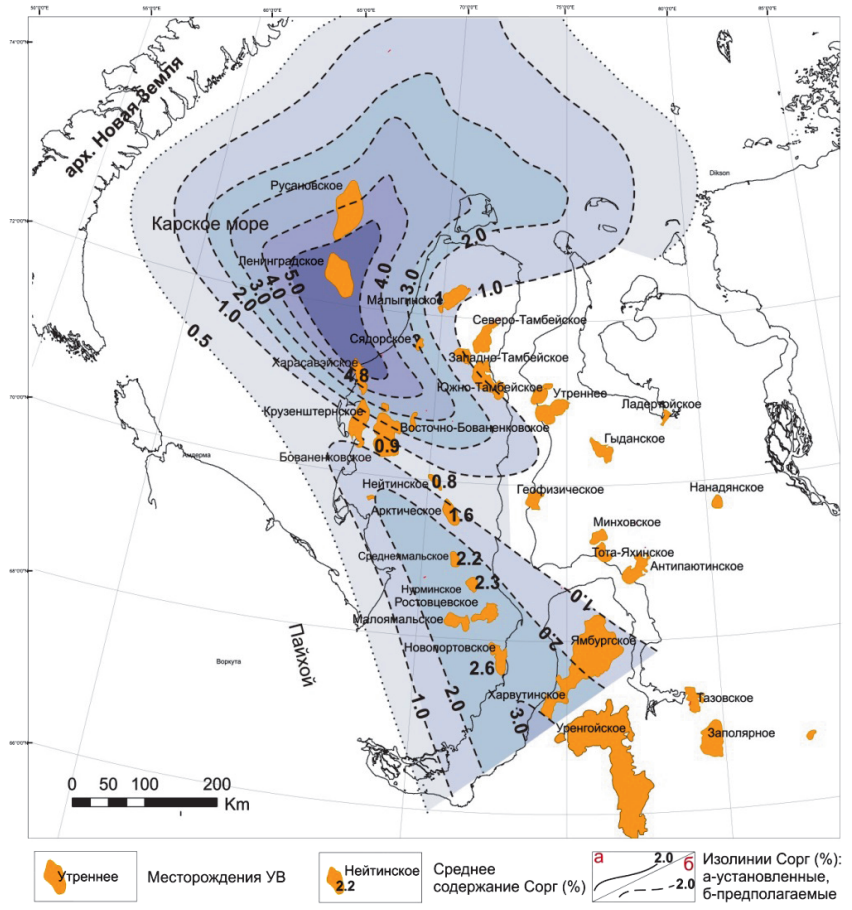


Рис. 6. Схема распространения нефтегазоматеринских пород с различным содержанием $C_{орг}$ в верхнеюрских отложениях J_3 (Кирюхина, 2011)

По результатам анализа (Кирюхина, 2011) генерационного потенциала отложения леонтьевской свиты относятся к категории средних и хороших НМТ (0,66–1,04 мг УВ/г породы). По значениям пиролитических параметров отложения способны генерировать углеводороды газовой природы, однако в северо-западном направлении фиксируется облагораживание ОВ, что повышает перспективы обнаружения в акватории нефтяных скоплений. Прогноз был подтвержден открытием залежей на месторождении Победа.

В отложениях верхнеюрских свит преобладает смешанное гумусово-сапропелевое вещество. По степени катагенетической преобразованности T_{max} пиролиза 434–442 ^{0}C (градация $МК_1$), значения битуминозного коэффициента варьируют от 3,6 % (Харасавэйское месторождение) до 7,65 % (Нейтинское месторождение), что свидетельствует о большей степени реализации потенциала ОВ северных районов, по сравнению с южными. Значения индекса P1 (от 0,14 до 0,29), свидетельствуют о ГЗН. В районе Харасавэйского месторождения отложения находятся в окне газообразования.

Отложения баженовской свиты, мощностью на севере от 10–40 м до 84 м на Новопортовском месторождении, по результатам пиролиза обладают хорошим нефтегазоматеринским потенциалом – до 6,85 мг УВ на грамм породы (средние значения 2,5–2,9 мг УВ на грамм породы), что позволяет рассматривать отложения свиты как нефтегенерирующие. Значения P1 не превышают 0,25, что соответствует границам ГЗН.

По значениям T_{max} (432–463 ^{0}C) пиролиза для юрских отложений в целом сохраняется тенденция увеличения зрелости в северо-западном направлении (от суши к акватории).

Согласно результатам бассейнового моделирования (Дзюбло и др., 2022), Приямальский шельф и прилегающая (территория и акватория) высоко перспективны для обнаружения крупных нефтяных и газовых скоплений.

На Восточно-Новоземельском шельфе выявленные залежи нефти в юрских отложениях имеют насыщение порядка 60 % (рис. 7). В пределах Южно-Карской впадины на глубине 3900 м насыщение среднеюрских отложений оценено в 60–80 % в песчаниках вымской свиты (рис. 8). Максимальные значения до 80 % отмечены в зоне сочленения Западно-Сибирской депрессии и Южно-Карской впадины на глубине 2800 м (рис. 7). Также высока степень насыщения малышевской свиты

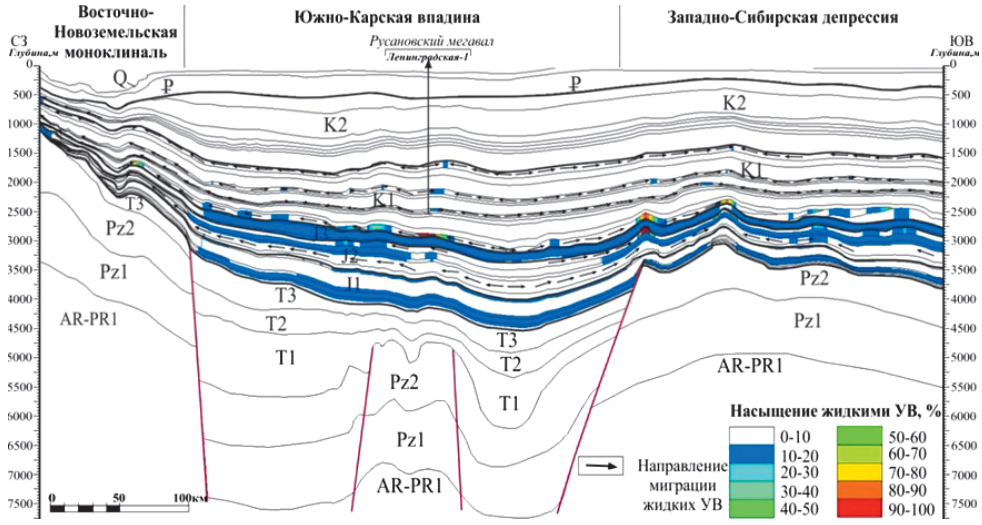


Рис. 7. Степень насыщения жидкими УВ Южно-Карского бассейна

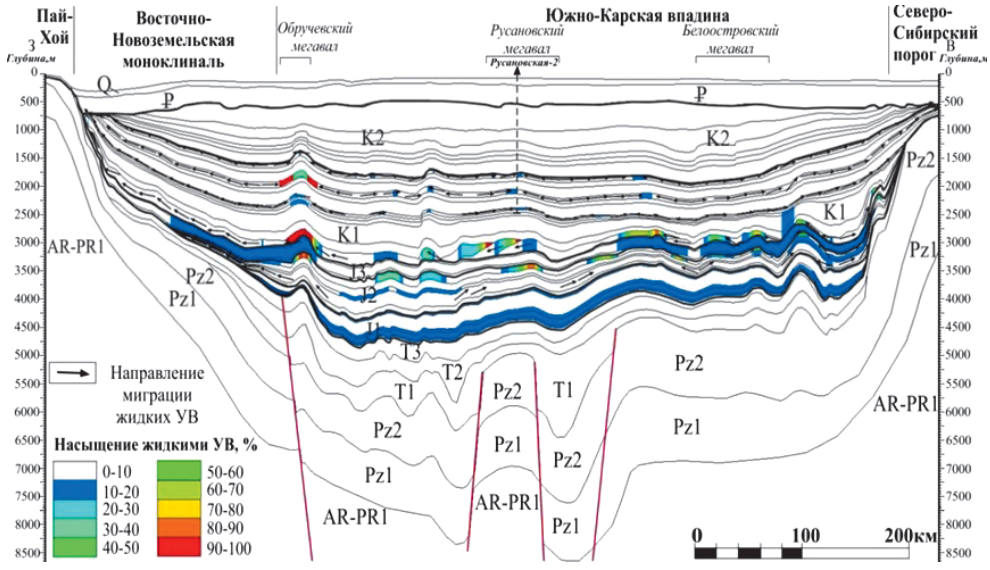


Рис. 8. Степень насыщения жидкими УВ Южно-Карского бассейна (Пай-Хой – Северо-Сибирский порог)

от 60 до 80 % на Русановском и Обручевском мегавалах (на глубине 3300 м).

Добавим ранее высказанные авторами публикаций (Пунанова, Шустер, 2018; Шустер, Пунанова, 2016) оценки нефтегазогенерационного потенциала северной части западной Сибири, включая прилегающий шельф Карского моря. Была дана высокая оценка юрских отложений региона по содержанию $C_{орг}$ и битумоидов, по умеренной и достаточной катагенетической прогретости недр, высоко реализовавшемуся генерационному потенциалу. Это позволило сделать вывод о существовании юрских, триасовых и палеозойских источников УВ.

По данным (Полякова, Данилина, 2013), использовавших объемно-генетический метод, рассчитаны масштабы нефтегазообразования по Южно-Карскому региону. Максимальные плотности эмиграции УВ приурочены к нижне-среднеюрскому комплексу (глинистые отложения) – суммарно до 11 млн т/км^2 нефти и 7 млрд м^3 газа. Несколько меньшие значения приурочены к неокому.

По важнейшему геологическому (геохимическому) параметру оценки перспектив нефтегазоносности – нефтегазогенерационному потенциалу – юрский нефтегазовый комплекс в Южно-Карском регионе, по-видимому, можно оценить как весьма перспективный.

Выводы

Проведенный всесторонний комплексный анализ геолого-геофизических и геохимических материалов с привлечением опубликованных работ позволяет сделать (подтвердить) однозначный вывод о высоких перспективах нефтегазоносности Южно-Карской синеклизы как в меловых (с уже доказанной газоносностью в крупных и гигантских месторождениях), так и в юрских (и более глубоких) отложениях.

Наличие в разрезе юрского комплекса коллекторов и контролирующих возможные залежи УВ флюидоупоров, значительных по площади (соизмеримых с меловыми залежами) ловушек с удовлетворительными значениями ФЕС пород-коллекторов (по аналогии с месторождениями Ямальского полуострова), значительного нефтегазогенерационного потенциала отложений позволяют рассчитывать на открытие крупных по запасам нефтяных и газовых залежей в юрском нефтегазоносном комплексе.

Финансирование

Статья написана в рамках государственного задания по теме «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

Литература

Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Бородкин В.М., Дещеня Н.П. (2001). Выделение главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири в связи с освоением месторождений нефти и газа. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 5, с. 4–5.

Дзюбло А.Д., Васинкин С.А. (2022). Особенности разработки и обустройства месторождения 75 лет Победы в рамках концепции кластерного освоения запасов «сухого» газа месторождений Приямальского шельфа Карского моря. *Научный журнал российского газового общества*, 1(33), с. 50–57.

Дзюбло А.Д., Маслов В.В., Сидоров В.В., Шнип О.А. (2021). Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ. *SOCAR Proceedings Special/SSNE*, 2, с. 141–148.

Долгунов К.А., Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Сапожников Б.Г. (2011). Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности северной части Баренцево-Карского региона. *Геология нефти и газа*, 6, с. 70–83.

Казанов В.А., Ершов С.А. Рыжкова С.В. (2014). Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов. *Геология нефти и газа Западной Сибири,* 1, с. 27.

Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. (2011). Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*, 7, с. 66–70.

Конторович В.А. (2018). Нефтегазоносность Карского моря. *Деловой журнал Neftegaz.ru*, 11, с. 34–43.

Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Устрицкий В.И., Супруненко О.И., Винокуров И.Ю. (2011). Север Карского моря – высокоперспективная на нефть область Арктического шельфа России. *Геология нефти и газа*, 6, с. 59–69.

Панарин И.А. (2020). Перспективы нефтегазоносности юрских седиментационных комплексов Ямальской и Гыданской области и прилегающей акватории Карского моря Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Дисс. канд. геол.-мин. наук.*

Полякова И.Д., Данилина А.Н. (2013). Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Западно-Арктических акваториях России. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(3), с. 1–42. https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2013

Пунанова С.А., Шустер В.Л. (2018). Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 2, с. 67–80. https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80

Санникова И.А., Большакова М.А., Баранова Д.Б., Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С. (2018). 3Д бассейновое моделирование оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Южно-Карского региона. *Геологоразведка*, 11, с. 30–34.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. (2003). Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М: Недра, 352 с.

Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа,* 6, с. 99–115.

Супруненко О.И., Устрицкий В.И., Зуйков О.Н. (2009). Геолого-геофизическое районирование севера Баренцево-Карского шельфа по данным сейсморазведки. *Геология нефти и газа*, 4, с. 17–25.

Шустер В.Л. (2022). Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов. *SOCAR Proceedings*, 2, с. 30–38. https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200723

Шустер В.Л. (2021). Принципиальная схема поэтапного изучения неантиклинальных ловушек нефти и газа (виды работ и методы исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, с. 41–47. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200542

Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. (2012). Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*, 2(20), с. 26–29.

Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. (2020). Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири. *Георесурсы*, 1, с. 39–45. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45

Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2016). Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. *Георесурсы*, 4, с. 333–341. https://doi.org/10.18599/grs.18.4.13

Сведения об авторах

Владимир Львович Шустер – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Александр Дмитриевич Дзюбло – доктор геол. мин. наук, профессор Российского государственного университета (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65

Статья поступила в редакцию 15.02.2023;
Принята к публикации 10.03.2022;
Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Substantiation of the prospects to discover large oil and gas accumulations in the Jurassic and pre-Jurassian deposits on the Kara Sea shelf

V.L. Shuster[1], A.D. Dzyublo[1,2]*
[1]*Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*
[2]*National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Vladimir L. Shuster, e-mail: tshuster@mail.ru*

Abstract. In order to replenish oil and gas reserves in the medium term and until the end of the century, it will be necessary to study new sediment complexes in promising regions of the country. One of these areas is the Kara Sea shelf, where large and giant gas condensate fields have already been discovered in the Cretaceous deposits, and the Pobeda field has been discovered on the eastern Prinovozemelsky shelf, with an oil deposit in the Lower-Middle Jurassic deposits and gas deposits in the Cretaceous.

The article substantiates the prospects for the oil and gas potential of the Jurassic complex in the central part of the South Kara oil and gas region and the strategic need for geological exploration in the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the region.

Key words: oil and gas potential, Jurassic and pre-Jurassic complexes, Kara Sea, deposits, resources

Acknowledgements

The article was written in the framework of the state assignment "Scientific and methodological foundations for prospecting and exploration of oil and gas accumulations associated with megareservoirs of the sedimentary cover, 122022800253-3".

Recommended citation: Shuster V.L., Dzyublo A.D. (2023). Substantiation of the prospects to discover large oil and gas accumulations in the Jurassic and pre-Jurassian deposits on the Kara Sea shelf. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 67–74. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.8

References

Brekhuntsov A.M., Bochkarev V.S., Borodkin V.M., Deshchenya N.P. (2001). Identification of the main oil and gas objects in the north of Western Siberia in connection with the development of oil and gas fields. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 5, pp. 4–5. (In Russ.)

Dzyublo A.D., Vasinkin S.A. (2022). Features of the development and facility construction of the 75 years of Victory field within the framework of the concept of cluster development of dry gas reserves of the Priyamal shelf fields of the Kara sea. *Nauchnyy zhurnal rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 1(33), pp. 50–57. (In Russ.)

Dzyublo A.D., Maslov V.V., Sidorov V.V., Shnip O.A. (2021). Forecast and assessment of the hydrocarbon potential of the Cretaceous and Jurassic deposits of the Kara Sea shelf based on the results of geological exploration. *SOCAR Proceedings Special/SSNE*, 2, pp. 141–148. (In Russ.)

Dolgunov K.A., Martirosyan V.N., Vasilieva E.A., Sapozhnikov B.G. (2011). Structural and tectonic features of the structure and prospects for the oil and gas potential of the northern part of the Barents-Kara region. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 6, pp. 70–83. (In Russ.)

Kazanov V.A., Ershov S.A. Ryzhkova S.V. (2014). Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in the Kara-Yamal region and forecast of hydrocarbon distribution in them. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri*, 1, p. 27. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Ulyanov G.V., Dzyublo A.D. et al. (2011). Geochemical aspects of the gas-oil potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost*, 7, pp. 66–70. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2018). Oil and gas potential of the Kara Sea. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru,* 11, pp. 34–43. (In Russ.)

Martirosyan V.N., Vasil'eva E.A., Ustritsky V.I., Suprunenko O.I., Vinokurov I.Yu. (2011). The north of the Kara Sea is a region of the Arctic shelf of Russia highly promising for oil. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology,* 6, pp. 59–69. (In Russ.)

Panarin I.A. (2020). Prospects for the oil and gas potential of the Jurassic sedimentation complexes of the Yamal and Gydan regions and the adjacent waters of the Kara Sea of the West Siberian oil and gas basin. Cand. geol. and min. sci. diss. (In Russ.)

Polyakova I.D., Danilina A.N. (2013). Hydrocarbon migration intensity in the Western Arctic Offshore of Russia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 8(3), pp. 1–42. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L. (2018). A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 67–80. https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80

Sannikova I.A.,Bolshakova M.A., Baranova D.B.,Stupakova A.V., Suslova A.A.,Sautkin R.S. (2018). 3D basin modeling assessment of oil and gas potential of the Lower-Middle Jurassic deposits of the South Kara region. *Geologorazvedka*, 11, pp. 30–34. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. (2003). Geological structure and gas and oil potential of Yamal. Moscow: Nedra, 352 p. (In Russ.)

Stupakova A.V. (2011). Structure and oil and gas potential of the Barents-Kara Shelf and adjacent territories. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology,* 6, pp. 99–115.(In Russ.)

Suprunenko O.I., Ustritsky V.I., Zuikov O.N. (2009). Geological and geophysical zoning of the north of the Barents-Kara shelf according to seismic survey data. *Geologiya Nefti I Gaza = Russian Oil And Gas Geology,* 4, pp. 17–25. (In Russ.)

Shuster V.L. (2022). Features of the formation and accumulation of large and giant oil and gas fields in megareservoirs of sedimentary basins. *SOCAR. Proceedings*, 2, p. 30–38. (In Russ.)

Shuster V.L. (2021). Principal scheme of step-by-step study of non-anticlinal traps of oil and gas (types of work and research methods). *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 41–47. (In Russ.)

Shuster V.L., Dzyublo A.D. (2012). Geological prerequisites for the oil and gas potential of deep Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2(20), pp. 26–29. (In Russ.)

Shuster V.L., Dziublo A.D., Shnip O.A. (2020). Hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia. *Georesursy = Georesources,* 22(1), pp. 39–45. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45

Shuster V.L., Punanova S.A. (2016). Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 18(4), pp. 337–345. http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.13

About the Authors

Vladimir L. Shuster – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Alexander Dziublo – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University»

65, Leninsky ave., 119991, Russian Federation

Manuscript received 15 February 2023;
Accepted 10 March 2023;
Published 30 March 2023

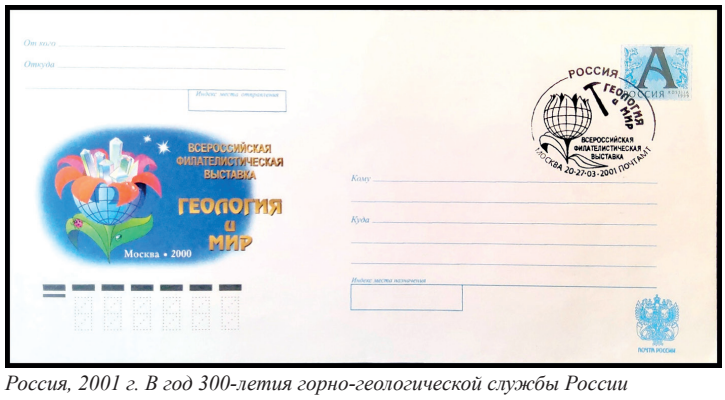
ГЕОРЕСУРСЫ И ФИЛАТЕЛИЯ: СИБИРИАДА*

Изображение главы государства началось буквально с первой марки и было чем-то само собой разумеющимся для высокого статуса марки как денежного эквивалента. Лишь спустя три десятилетия в Перу отошли от этого правила, когда появился первый памятный выпуск в честь 20-летия железной дороги. Постепенно во всех странах выпуск марок в честь выдающихся персоналий, юбилеев, важных политических событий превратилось в более важную цель их выпуска, нежели простое подтверждение оплаты почтовой услуги. Почтовая марка оказалась наглядным и доступным носителем идеологической и пропагандистской информации об истории и экономике страны. Филателистический материал предоставил удачное пространство для демонстрации достижений промышленности и науки. Естественно, отображались и важнейшие отрасли стран. Нефтегазодобывающие регионы СССР и России представлены на отечественных почтовых марках не только архитектурно-пейзажными сюжетами, часто изображаются популярные символы отрасли – вышки, качалки, НПЗ.

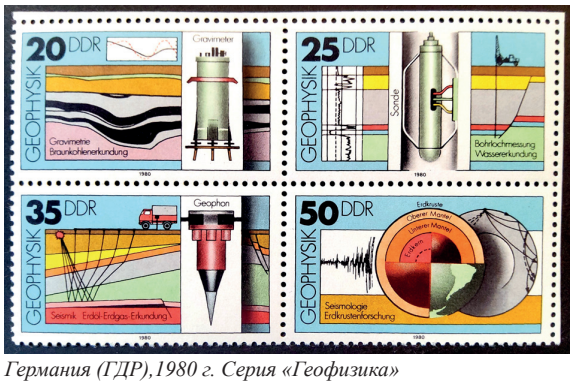
Тюменский нефтегазовый мотив появился в отечественной филателии в середине семидесятых, что говорило о его значимости. В юбилейный для Тюменской геологии год представлены некоторые филателистические материалы – марки, конверты, спецгашения – с сюжетами по геологии и истории, портретами видных деятелей отрасли, технических достижений[1].

СССР, 1968 г. Выразительная серия «Советская геология» выпущена обычным трехмиллионным тиражом

СССР, 1973 г. Конверт местного выпуска И в Тюмени есть коллекционеры



Россия, 2001 г. В год 300-летия горно-геологической службы России проводилась выставка «Геология и мир»



Германия (ГДР),1980 г. Серия «Геофизика»

Испания, 2003 г. Национальная геологическая карта

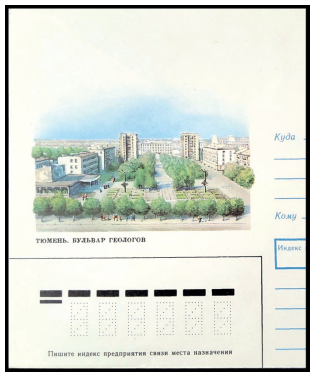
В филателии геологическая тема, ввиду ее обширности и важности, хорошо отражена. Можно предположить, что марок с геологическим сюжетом в пределах 10 тысяч. Только с минералами – порядка 4000 марок. А если учесть, что любой ландшафт – результат действия геологических сил, то количество марок с пейзажем перевалит за 20 тысяч. Многие разделы многоликой геологии достойны быть представлены отдельной коллекцией. А открытки и конверты, в том числе ведомственные, спецштампы учету не поддаются. При всем обилии марок на геологическую тему, некоторые запоминаются своим безукоризненным техническим наполнением. Такие, как представленная из ГДР сцепка «Геофизика» с грави-, сейсмо- и каротажным приборами и Испании – с настоящими картой, колонками литотипизации и выразительной наклонной складкой – по случаю окончания составления национальной геологической карты (MAGNA).

И, тем не менее, «коллекций полных не бывает»: или подходящего материала пока не существует, или коллекционер что-то пропустил или ещё не включил в коллекцию.

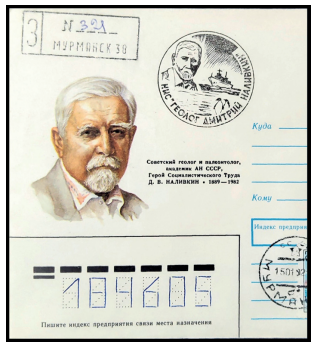
** По названию одноименной киноэпопеи, посвященной истории и открытию нефти в Западной Сибири*

[1]*Из коллекции В.В. Соколова*
e-mail: filagr@list.ru

Галерея ученых и организаторов промышленности, внесших вклад в развитие Западной Сибири, представлена на марках и конвертах.



СССР, 1988 г. Маркированный конверт «Тюмень. Бульвар геологов»



СССР, 1989 г. Конверт, прошедший почту, отмечен на одном их двух научно-исследовательских судов, носящих имя ак. Д.В. Наливкина

В 1943 году из-за неудачных разультатов поисково-разведочного бурения работы на территории Западно-Сибирско й провинции были прекращены. Дмитрий Васильевич Наливкин в 1947 г. провел совещание, которое вновь наметило проведение геофизических работ по поиску структур и началу опорного бурения на территории Западной Сибири.

Россия, 2011 г. Маркированный конверт «100 лет академику А.А. Трофимуку»

Инициатор создания Тюменского научного центра СО АН СССР А.А. Трофимук стоял у истоков открытия не только Западно-Сибирской провинции страны. В 1957 г. в беседе с академиком Михаилом Алексеевичем Лаврентьевым Андрей Алексеевич сказал: «...пока в Сибири не открыто ни одного месторождения нефти, заслуживающего разработки, но из того, что мне известно о результатах начавшихся поисков нефти и газа, могу утверждать, что Сибирь буквально плавает на нефти и меня привлекает работа по выявлению этих погребенных нефтяных морей». Вызывает глубокое уважение его смелость и принципиальность. В 1986 г. Андрей Алексеевич направил записку в ЦК КПСС, где доказательно показал, что из-за отсталых методов вскрытия нефтяных пластов и добычи нефти губятся гигантские месторождения Западной Сибири. Это стоило ему награждением шестым орденом Ленина вместо второй звезды Героя. В 1998 году академик счел зазорным для себя принимать Орден «За заслуги перед Отечеством» IV степени, о чем он написал в газете «Советская Россия» 10 марта 1998 г.

Россия, 2018 г. Марка и спецгашение первого дня «Академик Николай Павлович Лавёров (1930–2016 гг.) – полный кавалер ордена «За заслуги перед Отечеством»

С конца 60-х гг. одним из важнейших направлений исследовательской и организационной деятельности Н.П. Лавёрова стала экономика минеральных ресурсов. По его инициативе были организованы геологические научно-исследовательские работы в новых нефтегазоносных провинциях страны, в том числе в Западной Сибири.

Россия, 2021 г. Конверт первого дня «150 лет со дня рождения академика И.М. Губкина»

В начале 30-х драматических годов, когда геологические исследования подчас носили политическую окраску, И.М. Губкин, назначенный начальником Главного геологического управления, согласился с мнением геологов-предшественников, которые в условиях недостаточной геологической изученности все же «смотрели» в сторону Восточного Урала, и призвал к необходимости искать нефть в Сибири, что в то время выглядело авантюрой.

В честь И.М. Губкина названы два города, улицы во многих городах, аэропорт в Новом Уренгое, научно-исследовательское судно.

Согласно официальному описанию, портрет на марке изображён «на фоне нефтегазодобывающего управления «Осинскнефть» (1985). Год и «узнаваемый» вид пейзажа вызывают улыбку. Но на конверте отсутствует подпись о том, что бронзовая скульптура установлена в аллее на фоне здания института, возглавляемого Губкиным при открытии в 1930 г. и поныне носящего его имя.

Россия, 2023 г. Конверт первого дня «100 лет со дня рождения В.Н. Виноградова»

Более 30 лет Владимир Николаевич возглавлял РГУНГ им. И.М. Губкина. Именем Виноградова названо месторождение нефти в Западной Сибири.

СССР, 1980 г. Конверт «50 лет МИНХ и ГП им. И.М. Губкина»

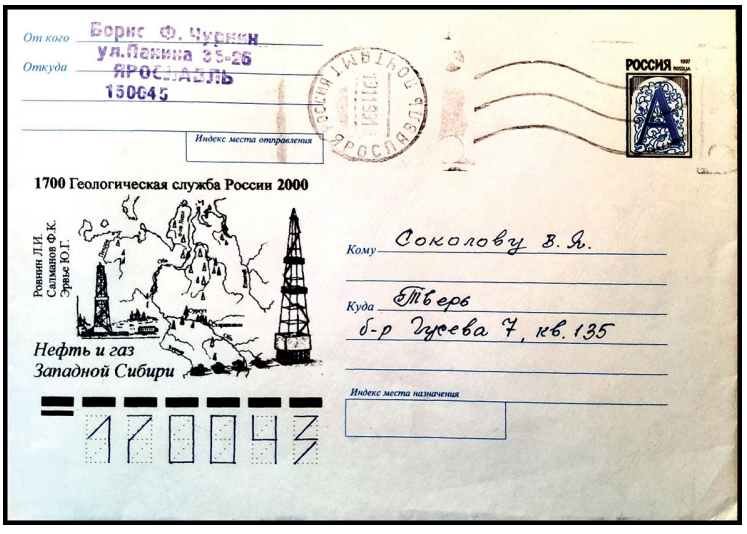
Россия, 2011 г. Маркированный конверт «140 лет со дня рождения академика И.М. Губкина»

Сергей Семенович Наметкин был заведующим кафедрой Московского Нефтяного института в 1930–1937 гг.

СССР, 1976 г. «100 лет со дня рождения академика С.С. Наметкина»

В 1965 г. В.И. Муравленко прибыл в Тюменскую область, где был назначен начальником Главтюменьнефтегаза. Память о его делах увековечена в присвоении его имени городу, горному перевалу, школам, улицам, памятникам, общественному Фонду, премии, гранту, Нижневартовскому аэропорту, нефтяному месторождению, авиалайнеру, его имя блестит в «Аллее звезд нефтяной Югры», открыт его «Кабинет-музей».

Россия, 2012 г. Маркированный конверт «100 лет В.И. Муравленко»



Россия, 1993 г. Простой маркированный конверт, прошедший почту

В освоении Западно-Сибирской провинции принимало участие много людей, прославивших свои имена. Но, по крайней мере, три известных на Тюменской земле имени не требуют представления:

Эрвье Рауль-Юрий Георгиевич (1909–1991 гг.);
Ровнин Лев Иванович (1928–2014 гг.);
Салманов Фарман Курбанович (1931–2007 гг.).

Среди неравнодушных филателистов имеется практика нанесения на почтовые конверты рисунка с сюжетом на близкую им тему. Представлен пример такого посвящения нефтяной теме с тремя легендарными именами, выполненный в начале 90-х годов. Может быть, спустя более тридцати лет, например, к 80-летию Тюменской геологии, подобные филателистические пробелы будут восполнены.

Россия, 2013 г. Марка с купоном В.С. Черномырдин (1938–2010 гг.) – полный кавалер ордена «За заслуги перед Отечеством»

Создатель и первый глава «Газпрома», Виктор Степанович возглавлял «Главтюменьгазпром» в начале восьмидесятых. Его именем названо газовое месторождение.

СССР, 1946 г. Начало первого послевоенного пятилетнего плана

Марка интересна тем, что на ней обозначен план добычи нефти к 1951 г. Западно-Сибирская провинция еще не открыта.

СССР, 1948 г. Призыв первой послевоенной пятилетки

В этом году 15 января издан приказ Мингео о создании Тюменской нефтеразведочной экспедиции.

Россия, 2003 г. Новосибирск

Согласно того же приказа в Новосибирске создана головная Центральная нефтеразведочная экспедиция.

СССР, 1959 г. Из серии «Семилетка»

Благодаря стремительному росту добычи нефти в Западной Сибири этот рубеж был взят в стране в 1966 г.

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru*

СССР, 1974 г. Марка «Нефть и газ Тюмени – на службу Родине»

В этом году добыча нефти в ЗСНГНП приблизилась к 140 млн т, газа – к 50 млрд м^3.

СССР, 1981 г. Марка «Газ Уренгоя – Родине!»

18 февраля выходит эта марка обычным тиражом (4,2 млн экз.), а через неделю торжественно объявлено, что на самом крупном в мире Уренгойском месторождении добыты первые сто миллиардов кубометров природного газа. А накопленная добыча нефти с момента начала эксплуатации Самотлорского месторождения в этот месяц составила миллиард тонн! Совпадение?

СССР, 1976 г. Филумения

Велико искушение в филателистической подборке поместить спичечную этикетку по теме. В 1965 г. в Тюменской области было объявлено 19 Ударных комсомольских строек. Самотлорские нефтепромыслы – самая крупная из них. Статус Ударной стройки являлся действенным механизмом поднятия трудового настроя и доказательством преимущества социалистического метода хозяйствования. Поставленные задачи – социальные, геологические, технологические – были подчинены главной цели – Рапорту к Знаменательной Дате.

СССР, 1988 г. Конверт первого дня (вверху) и маркированный конверт «400 лет г. Тюмени» (справа)

В 1988 году добыча нефти достигла своего исторического максимума – 410 млн тонн. В последующие годы начался спад добычи. Именно про этот сценарий писал академик Трофимук в 1986 г.

Россия, 2011 г. Марка и гашение первого дня «Тюменская область»

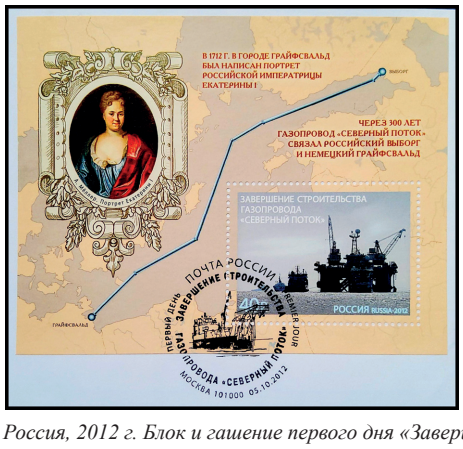
В 1997 г. в начался филателистический марафон «Регионы России» из 85 марок. Стартовала Камчатская область, а завершила его Тюменская область, представленная коллажем из фото Тобольского кремля, вида тундры и символических нефтяных качалок.

Россия, 2010 г. Марка из серии «Регионы России» и гашение первого дня «Ханты-Мансийский автономный округ-Югра»

Подсвеченная буровая в живописных лучах заката/восхода, оленья упряжка и грациозная «Золотая Богиня», установленная в честь фестиваля «Золотой бубен» в г. Ханты-Мансийске. Накануне выпуска марки скульптура исчезла на 5 лет, видимо, потому, что её в официальном описании марки назвали «Золотой бубен», а так называется, по одной из версий, другая городская скульптура.

Россия, 2006 г. Маркированный конверт «Памятник «Покорителям Самотлора»

«Алеша» стал достопримечательностью молодого города Нижневартовска в 1978 г., когда был добыт первый миллиард тонн нефти Самотлора. Из Альметьевска и Баку, Грозного и Ивано-Франковска, Уфы и Чаренцавана сюда съезжались специалисты. Прототипом 12-метровой скульптуры стал реальный человек – Федор Метрусенко из Хмельницкой области.

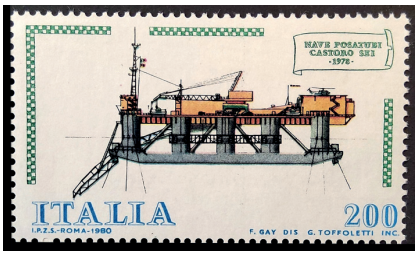


Россия, 2012 г. Блок и гашение первого дня «Завершение строительства газопровода «Северный поток»

По окончании строительства второй ветки газопровод «Северный поток-1» был самым протяженным в мире подводным сооружением (1224 км). На марке в дымке контрового света изображены силуэты трубоукладчика Castoro Sei, проложившего большую часть газопровода по дну Балтийского моря и трех судов, одно из которых судно-снабженец и два судна управления роботами донного контроля.

Разъяснение «За что жену Петра I привязали к газопроводу» опубликовано в газете «Московский комсомолец» 28.10.2011г.

Сюжет выпуска, находящийся в фокусе острейших событий современности, напоминает, что диверсия на газопроводе, потрясшая мир, произошла за десять дней до юбилея окончания строительства второй ветки СП-1.



Италия, 1980 г. Марка из серии «Итальянское судостроение», трубоукладчик Castoro Sei

Полупогружное трубоукладочное судно построено в Италии в 1978 г. Размеры 152х71 м, осадка 8–15 м, экипаж 330 чел. Скорость укладки труб – 4,5 км/сут.

СССР, 1983 г. Конверт, прошедший почту «Трансконтинентальный экспортный газопровод «Уренгой – Ужгород»

Марка и конверт выпущены по окончании строительства первой в мире трансконтинентальной магистрали (1451 км), предназначеной для снабжения Европы советским газом, которая 8 августа 2023 года отметит свое 40-летие.

В опубликованных планах выпуска марок и конвертов это событие не значится.

Филателистический след нефтегазовых компаний

Россия, 2016 г. Марка «25 лет нефтяной компании «ЛУКОЙЛ»

Россия, 2021 г. Марка «30 лет нефтяной компании «ЛУКОЙЛ»

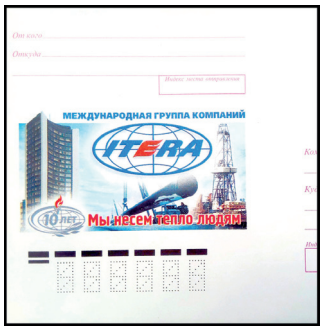
На заднем плане – силуэт павильона «Нефть» на ВДНХ, отреставрированный ЛУКОЙЛом.

Россия, 2021 г., марка «Судостроительный комплекс «Звезда»

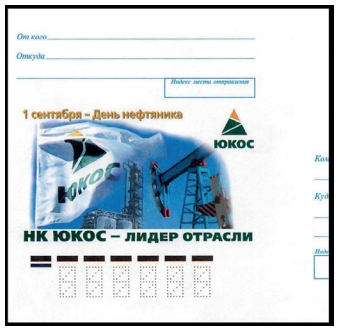
В конце 2020 г. состоялся спуск многофункционального ледокольного судна-снабженца «Катерина Великая» (в честь святой), принадлежащего НК «Роснефть», первого из четырех заложеных. Размеры – 106х22 м, грузоподъемность – 5100 т, экипаж – 49 чел., «...ледовая проходимость – 1,5/2,5м (зима/лето).»

Из коллекции В.В. Соколова

e-mail: filagr@list.ru



Россия, 2002 г. Маркированный конверт «10 лет компании ИТЕРА»



Россия, 2002 г. Маркированный конверт «1 сентября – День нефтяника. НК ЮКОС»

Россия, 2018 г. Маркированный конверт «25 лет компании Транснефть»

Россия, 2021 г. Маркированный конверт «75 лет компании «Газпром-трансгаз»

Геологическая новинка 2023 года продолжает тему образования

Россия, 2023 г. Конверт первого дня «250 лет Санкт-Петербургскому Горному университету»

СССР, 1973 г. Конверт Первого дня «200 лет Ленинградскому Горному институту»

Среди выпускников первого технического заведения в России были ранее упомянутые И.М. Губкин (выпускник 1910 г.) и Д.В. Наливкин (выпускник 1915 г.).

СССР, 1960 г. Марка «200 лет А.Н. Воронихину»

Архитектор Андрей Никифорович Воронихин (1759–1814 гг.) – автор проекта здания Горного института.

Первое посвящение Ленинградскому Горному

СССР, 1947 г. Серия «100 лет академику А.П. Карпинскому»

Александр Петрович Карпинский – выпускник Корпуса горных инженеров (1866 г.), заслуженный профессор Горного института (1896 г.).

СССР, 1963 г. Марка «100 лет академику В.А.Обручеву»

Владимир Афанасьевич Обручев – выпускник Горного института (1886 г.), исследователь Сибири, писатель.

Тайвань, 1990 г. Марка «Газовоз у приемного терминала СПГ»

Несмотря на затратность производства, транспортировки и обслуживания СПГ по сравнению с трубопроводным транспортом, СПГ становится равноценным трубному на расстояниях ~2,5 тыс. км. Мобильная логистика добавляет преимуществ.

Первые сведения о морских перевозках сжиженных газов (пропана и бутана) относятся к 1930 г. Первый метановоз, поддерживающий T = –162 °C, построен в 1959 г.

На судоверфи «Звезда» планировалось строительство 35 газовозов ледового класса для ПАО «НОВАТЭК».

СССР, 1983 г. Квартблок с разновидностью «Трансконтинентальный экспортный газопровод «Уренгой – Ужгород»

У филателистов (впрочем, как и у других коллекционеров) считается особым шиком обладать так называемыми разновидностями. Неважно, почему они возникли – брак печати, когда картинка сдвинута или даже перевернута, другая бумага или краска, или другие причины. Раскрытию темы они не помогают (если только разновидности и есть предмет коллекционирования), место занимают, а стоят дороже – до 1–2 млн евро.

Одна из марок представленного квартблока – разновидность. Единственную деталь отличия предлагается найти.

*Из коллекции В.В. Соколова
e-mail: filagr@list.ru

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9

УДК 553.98

Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия))

*М.О. Федорович, А.Ю. Космачева**

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия

Статья посвящена оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилюйской гемисинеклизы (Республика Саха (Якутия)). На основе современных методов бассейнового моделирования была построена модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы рассматриваемой территории. Интенсивные процессы генерации в основании пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время; на рубеже перми и триаса произошел пик генерации углеводородов. Всего органическим веществом газоматеринских пород перми генерировано около 800 трлн м^3; из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса и нижней юры были утеряны до 90 % углеводородов. Преобладающее влияние на нефтегазоносность Вилюйской гемисинеклизы оказал меловой этап развития, с которым связано формирование основных структур и заполнение ловушек углеводородов. В результате интерпретации геолого-геофизических материалов прослежены закономерности распространения по площади нефтегазоносных песчаных пластов-линз и залегающих над ними глинистых прослоев с высокими изолирующими свойствами в отложениях покрышек нижнего триаса. Целью системного подхода к изучению осадочного бассейна являлась дифференциация территории Вилюйской гемисинеклизы на нефтегазоносные зоны различной перспективности в зависимости от комбинации контролирующих залежи углеводородов факторов.

Ключевые слова: Вилюйская гемисинеклиза, Сибирская платформа, прогноз нефтегазоносности, бассейновое моделирование, газопроизводящая толща, нефтегазоносный комплекс, нефтегазовая система

Для цитирования: Федорович М.О., Космачева А.Ю. (2023). Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)). *Георесурсы,* 25(1), с. 81–94. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9

Введение

В настоящее время Вилюйская гемисинеклиза рассматривается как одна из самых крупных и глубоких депрессий Сибирской платформы. В тектоническом отношении Вилюйская гемисинеклиза на севере граничит с Анабарской антеклизой, на северо-западе – с Сюгджерской седловиной, на западе – с Непско-Ботуобинской антеклизой, на юго-западе – с Предпатомским региональным прогибом, на юге – с Алданской антеклизой, на востоке сливается с Предверхоянским краевым прогибом (Обзорная структурно-тектоническая карта…, 2015) (рис. 1).

В осадочном чехле целесообразно различать отложения комплекса основания (венд – нижний карбон) и синхронные развитию бассейна породы (средний карбон – неоген). Для погруженной внутренней зоны Вилюйской гемисинеклизы (Логлорский вал, Линденская впадина, Хапчагайский мегавал, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины) характерны значительные мощности верхнепалеозойских и мезозойских образований. В наиболее прогнутых частях Вилюйской гемисинеклизы – зоне сопряжения с Предверхоянским краевым прогибом, общая мощность осадочного чехла достигает 14 км, по бортам сокращается до 3 км (Микуленко, 1983; Нефтегазоносные бассейны…, 1994).

Согласно нефтегазогеологическому районированию Сибирской платформы территория приурочена к Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции (Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция…, 1969), где открыты газоконденсатные и газовые месторождения (рис. 1). По состоянию на 01.01.2020 извлекаемые запасы газа в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя составляют 681,9 млрд м^3, конденсата – 33,6 млн т (по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых). Залежи, расположенные на глубинах от 1 до 4 км, преимущественно пластовые сводовые с литологическим экранированием. Песчаные пласты, индексируемые сверху вниз по разрезу, а также отдельные пласты-линзы флюидоупоров содержат залежи газоконденсата и газа (Геология нефти и газа…, 1981).

В разрезе верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы можно выделить следующие нефтегазоносные комплексы:

- ***верхнепермско-нижнетриасовый*** (тарагайский коллектор и неджелинский флюидоупор);
- ***нижнетриасовый*** (таганджинский коллектор и мономский флюидоупор);

* Ответственный автор: Алина Юрьевна Космачева
e-mail:kosmachevaay@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

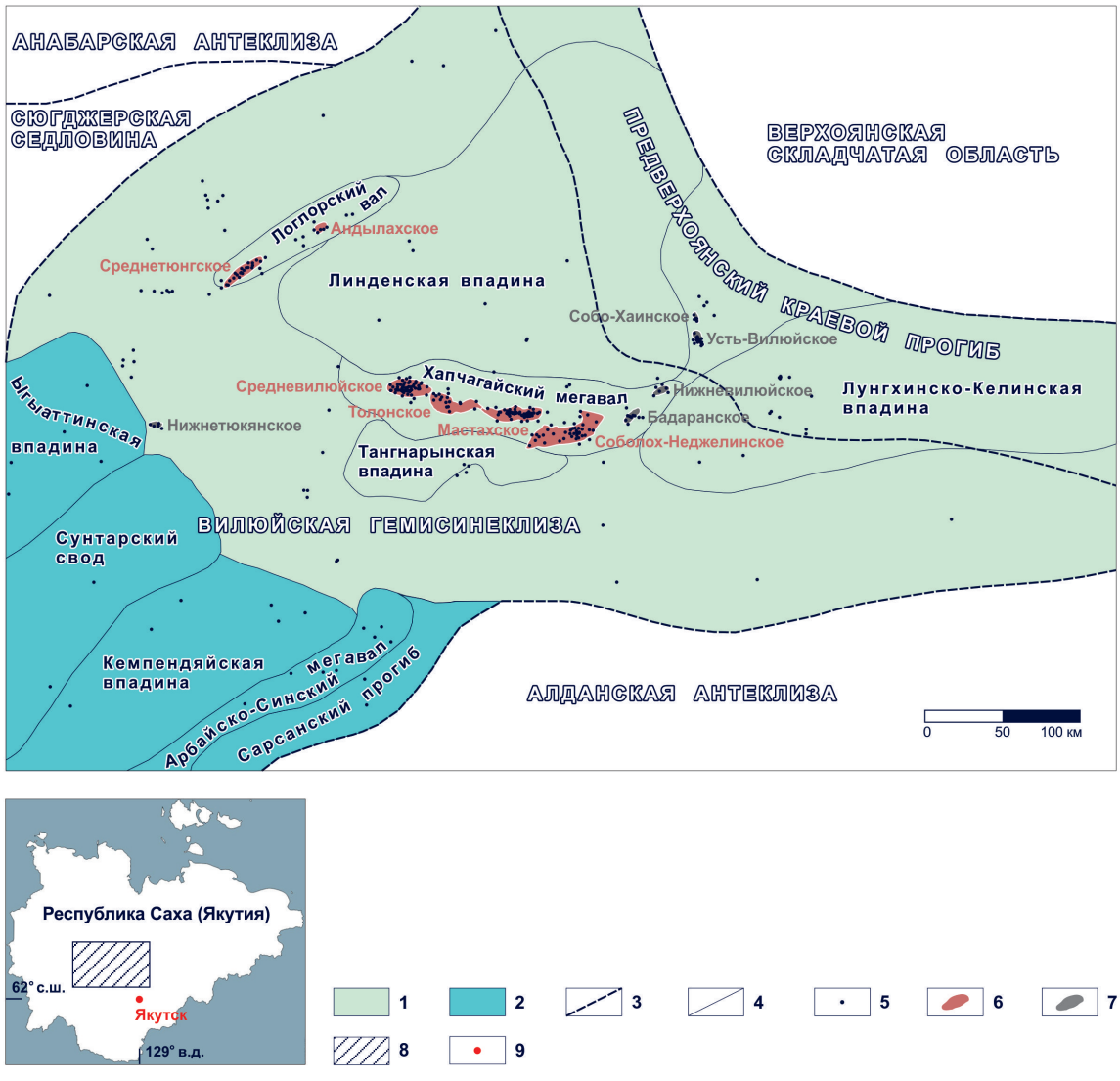


Рис. 1. Структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба (по Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция..., 1969; Обзорная структурно-тектоническая карта..., 2015; Конторович и др., 2017): 1 – Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция; 2 – Западно-Вилюйская нефтегазоносная область Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; границы: 3 – надпорядковых структур, 4 – структур I-II порядка; 5 – местоположение скважины глубокого бурения; месторождения: 6 – газоконденсата, 7 – газа; 8 – местоположение района исследования; 9 – населенный пункт

- ***нижнеюрский*** (кызылсырский коллектор и сунтарский флюидоупор).

Газообразные углеводороды (УВ) залежей имеют метановый состав. За метаном в порядке убывания содержаний следуют этан, пропан, бутан и пентан (Полякова, Степаненко, 1991). Нефтепроявления концентрируются в виде незначительных по толщине нефтяных оторочек, состав которых свидетельствует об их едином источнике и генетической связи именно с органическим веществом (ОВ) высшей наземной растительности. Нефти являются средними и тяжелыми по плотности, малосернистыми, парафинистыми, обогащенными изотопно-тяжелым углеродом δC^{13}, в их составе не обнаружены ванадилпорфириновые и никельпорфириновые комплексы. Отсутствие нормальных алканов, высокая плотность нижнеюрских нефтей связаны с влиянием факторов биодеградации в зоне гипергенеза (Изосимова и др., 1984; Каширцев и др., 2009).

Высокая биопродуктивность континентальных пермских ландшафтов обусловила накопление в породах этого возраста большого количества ОВ по сравнению с мезозойскими образованиями Вилюйской гемисинеклизы. Материнская толща перми сложена чередованием песчаных, песчано-алевролитовых и алевролитоглинистых пачек, в которых присутствуют прослои углистых алевролитов и углей (Граусман, Мейен, 1987). Все разновидности пород содержат террагенное ОВ, представленное преимущественно витринитовыми и фюзинитовыми микрокомпонентами (Полякова и др., 1991).

Газодобывающая промышленность исследуемого района развивается с конца 50-х гг. прошлого столетия. Лено-Вилюйский бассейн (прежде всего, Хапчагайский мегавал) по сей день остается крупным объектом, добыча газа на открытых месторождениях которого ориентирована на обеспечение внутренних топливных потребностей Республики Саха (Якутия).

За многие десятилетия был получен большой объем информации по отложениям верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. Над оценкой перспектив нефтегазоносности территории Лено-Вилюйской провинции работали Г.Д. Бабаян, В.Е. Бакин, В.Г. Васильев, В.В. Гребенюк, В.В. Забалуев, В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Д. Матвеев, К.И. Микуленко,

К.Б. Мокшанцев, А.Ф. Сафронов, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, Н.В. Черский и др. (Геологическое строение…, 1968; Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция…, 1969; Геохимия мезозойских отложений…, 1971; Геология нефти и газа…, 1981; История нефтегазообразования…, 1986; Нефтегазоносные бассейны…, 1994).

В пределах Вилюйской гемисинеклизы проводились исследования по восстановлению истории погружения осадочных комплексов, определению времени вхождения газоматеринской толщи перми в главные зоны нефте- и газообразования, реконструкции температурной истории отложений, количественным оценкам масштабов генерации и эмиграции УВ (Баженова и др., 1970; Геохимия мезозойских отложений…, 1971; Геология нефти и газа…, 1981; Гребенюк и др., 1983; Луговцов, 1984; История нефтегазообразования…, 1986; Сафронов, 1992; Полянский и др., 2013; Зуева и др., 2017).

В настоящее время важной задачей для социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) является сохранение объемов добычи газа и увеличение ресурсной базы углеводородного сырья. Возврат с современными методиками и анализ геолого-геофизических материалов является необходимым для подтверждения нефтегазового потенциала региона, поиска новых перспективных зон накопления УВ, а также снижения геологических рисков при проведении дальнейших геолого-разведочных работ.

Цель исследования заключается в реконструкции истории формирования месторождений УВ (генерация, аккумуляция, рассеивание) в пермских и мезозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы на базе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических данных и технологии бассейнового моделирования для оценки перспектив нефтегазоносности.

Задачи исследования:

1. Построить модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы в рамках осадочно-миграционной теории нафтидогенеза;

2. Уточнить модель геологического строения флюидоупоров нижнего триаса;

3. Выполнить прогноз нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений.

Материалы и методы

В настоящем исследовании при оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований Вилюйской гемисинеклизы применялся комплексный подход, который учитывает результаты бассейнового моделирования и интерпретации геолого-геофизической информации. Данная работа является продолжением серии публикаций (Федорович и др., 2020; Космачева, Федорович, 2021а-в).

Исследование проведено на базе фактического материала, предоставленного ИНГГ СО РАН. В основу работы положены материалы сейсморазведки и данные 255 скважин опорного, параметрического, поискового и разведочного бурения, которые включают: комплекс геофизических исследований; описание керна; результаты испытаний; комплекс геохимических исследований.

Технология бассейнового моделирования реализуется за счет моделирования всех этапов эволюции осадочного бассейна от момента начала накопления осадочных толщ до настоящего времени. Последовательная интеграция геофизических, геологических и геохимических данных позволяет моделировать взаимосвязанные геологические процессы в осадочном бассейне и определять их влияние на образование и сохранность скоплений УВ (Welte et al., 1997; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Peters et al., 2017). Реализация методики включает три основных этапа (Федорович, Космачева 2020; Космачева, Федорович, 2021б-в; Kosmacheva, Fedorovich, 2021).

1. **Создание геологической модели:**
   - структурно-литологическая модель;
   - геохимическая модель;
   - температурная модель.
2. **Моделирование геологических процессов:**
   - история тектонического развития отложений;
   - история созревания ОВ и генерации УВ;
   - история формирования месторождений УВ.
3. **Оценка перспектив нефтегазоносности:**
   - количественная оценка масштабов генерации УВ;
   - анализ геологического строения отложений нефтегазоносных комплексов;
   - дифференциация территории исследования по степени перспективности.

При моделировании верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы большинство вычислительных операций осуществлялось с помощью средств программного пакета PetroMod Schlumberger (PetroMod Petroleum Systems Modeling, 2011).

Основой ***структурно-литологической модели*** является набор структурных карт, которые характеризуют современные структурно-тектонические особенности района (Космачева, Федорович, 2021б). Модель дополнялась информацией о перерывах в осадконакоплении, масштабах размывов, изменении палеоглубин бассейна (Рукович, 2001) и др. Стратификация отложений осадочного чехла проводилась на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и глубокого бурения по принципам классических методических приемов (Дахнов, 1981; Serra, 1984; Мак-Куиллин и др., 1985; Итенберг, 1987), а также анализа дополнительной геолого-геофизической информации (по данным ИНГГ СО РАН; Граусман, 1994; Губин, 2020). В качестве литологического заполнения стратиграфических комплексов были выбраны типы пород из стандартных библиотек, учитывая преимущественно терригенный тип разреза (рис. 2).

Основу ***геохимической модели*** составляют кинетические характеристики керогена, которые описывают динамику реализации нефтегазогенерационного потенциала. Кинетика химических реакций для угленосной толщи перми, обогащенной террагенным ОВ (III тип керогена (Ungerer, 1990)), выбрана из стандартных библиотек в соответствии с условиями осадконакопления, литологическим составом, мощностью материнских отложений и др. (Mchomvu, 2016; Фролов и др., 2019). В настоящей работе III тип керогена генерирует преимущественно газообразные УВ. Химико-кинетические свойства керогена, современные значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала послужили основой для оценки исходных генерационных параметров угленосной толщи перми.

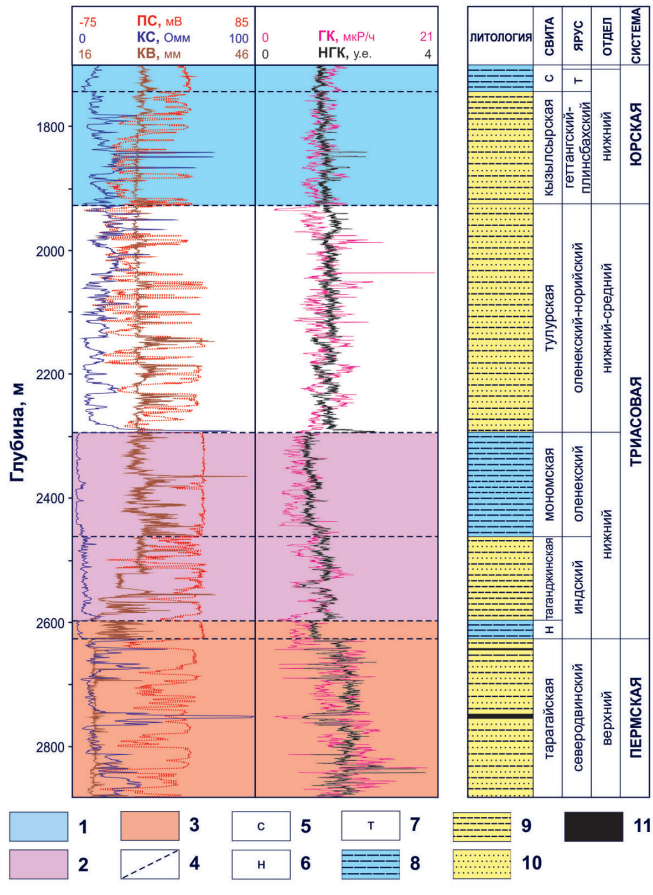


Рис. 2. Опорный разрез верхнепалеозойских и мезозойских отложений (скв. Северо-Тюнгская № 222): 1 – нижнеюрский, 2 – нижнетриасовый, 3 – верхнепермско-нижнетриасовый нефтегазоносные комплексы; 4 – границы литостратиграфических подразделений; 5 – сунтарская, 6 – неджелинская свиты; 7 – тоарский ярус; 8 – аргиллиты; 9 – алевролиты; 10 – песчаники; 11 – угли

Геолого-геофизическая информация о литостратиграфическом расчленении и корреляции пермских подразделений и фактический материал о распределении содержаний органического углерода ограничены. В построенной модели было принято, что источником УВ являются отложения перми, а генерирующие прослои распределены по газопроизводящей толще равномерно. Материнские породы, мощность которых превышает 3 км в погруженной зоне Вилюйской гемисинеклизы, были разделены на три равные толщи.

Температурное моделирование проводилось согласно принятой структурно-литологической модели, при этом учитывались значения меняющегося теплового потока (Луговцов, 1984; История нефтегазообразования…, 1986) и среднегодовых поверхностных температур в течение геологического времени (Рукович, 2001). Калибровка плотности теплового потока производилась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита (по данным ИНГГ СО РАН).

Повышенные значения плотности теплового потока в девонское время определены проявлением континентального рифтогенеза, в результате которого произошло заложение Вилюйской системы грабенов (Гайдук, 1988; Полянский и др., 2013). Следует заметить, что данное событие не влияет на расчетные значения отражательной способности витринита в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях. Повышенные значения плотности теплового потока в поздней перми и раннем триасе обусловлены магматической активизацией региона (Луговцов, 1984; История нефтегазообразования…, 1986; Нефтегазоносные бассейны…, 1994). Увеличение плотности теплового потока с позднеюрского времени связано с интенсивным проявлением тектонической активности в пределах территории исследования (Микуленко, 1983).

По результатам калибровки плотности теплового потока на территории Хапчагайского мегавала установлено удовлетворительное совпадение модельных расчетов и фактических замеров отражательной способности витринита (Федорович и др., 2020) (рис. 3). Резкое изменение катагенетической преобразованности ОВ верхнепермских отложений подтверждает термическое событие на рубеже перми и триаса. Такое изменение температурного режима связано с предполагаемым наличием вблизи скважины интрузивных тел (Kutovaya et al., 2019).

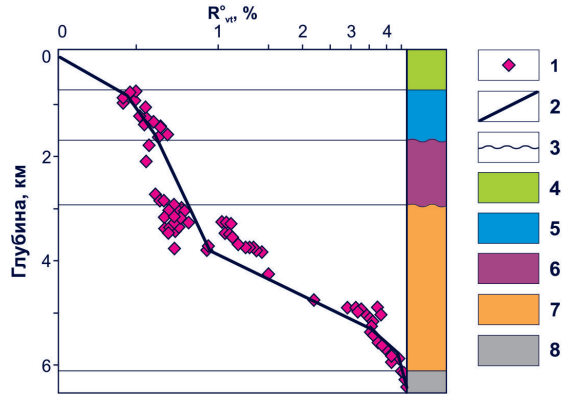


Рис. 3. Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории Хапчагайского мегавала: 1 – фактические, 2 – расчетные значения отражательной способности витринита (R^o_{vt}); 3 – несогласное залегание пород; 4 – меловые, 5 – юрские, 6 – триасовые, 7 – газоматеринские пермские, 8 – карбоновые отложения

Результаты и обсуждение

Восстановление истории тектонического развития мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы выполнялось по принципам анализа мощностей осадочных комплексов и палеоразрезов на время образования выдержанных глинистых толщ (Космачева, Федорович, 2021б). Преобладающее влияние на нефтегазоносность Вилюйской гемисинеклизы оказал меловой этап развития, с которым связаны следующие геологические процессы:

- формирование соответствующего современному структурного плана территории исследования в результате тектонической активности, которая способствовала образованию как крупных структур – зон нефтегазонакопления, так и локальных – потенциальных ловушек УВ;
- формирование разрывных нарушений, способных выполнять роль каналов для миграции УВ из газоматеринской толщи перми в верхнепермские, нижнетриасовые и нижнеюрские отложения.

Восстановление истории созревания ОВ и генерации УВ газопроизводящими породами перми Вилюйской гемисинеклизы проводилось в соответствии с закономерностью катагенетических превращений ОВ

при погружении. Материнские породы перми поэтапно достигали стадий мезокатагенеза. Интенсивные процессы генерации УВ террагенным ОВ в основании пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время. Единый очаг генерации УВ сформирован около 260 млн лет назад в вятское время.

На рубеже перми и триаса произошел пик генерации УВ. Мгновенное в масштабах геологического времени погружение отложений (в течение 5–10 млн лет) сопровождалось резким изменением катагенетической преобразованности ОВ (рис. 4), высокими значениями температуры и плотности теплового потока (Федорович и др., 2020; Космачева, Федорович, 2021а). Как уже было отмечено, это связано с предполагаемым влиянием внедрения интрузивных тел. Коэффициент трансформации керогена составлял 40–50 %.

По мере расширения площади очага генерации УВ к настоящему времени наибольшая плотность генерации достигнута на территории Линденской впадины (Космачева, Федорович, 2021в) – 210 млн м^3/км^2, где ОВ подверглось высокому прогреву и катагенезу. Коэффициент трансформации керогена закономерно увеличивается от периферии к центральным областям Вилюйской гемисинеклизы, так как по мере роста катагенеза истощаются углеводородные ресурсы ОВ.

Активные процессы генерации УВ органическим веществом газопроизводящих пород перми происходили только во внутренней зоне Вилюйской гемисинеклизы. Всего угленосными отложениями перми было образовано около 800 трлн м^3 УВ. Исключительное преобладание газообразных продуктов связано с катагенетическими превращениями ОВ террагенного типа. С высокой степенью вероятности при дальнейшем погружении отложений нафтидообразование может протекать по периферии территории исследования.

Восстановление истории формирования месторождений газа и газоконденсата в верхнепалеозойских и мезозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы осуществлялось на основе анализа влияния геологических процессов на образование и сохранность залежей УВ. При образовании скоплений УВ важным элементом

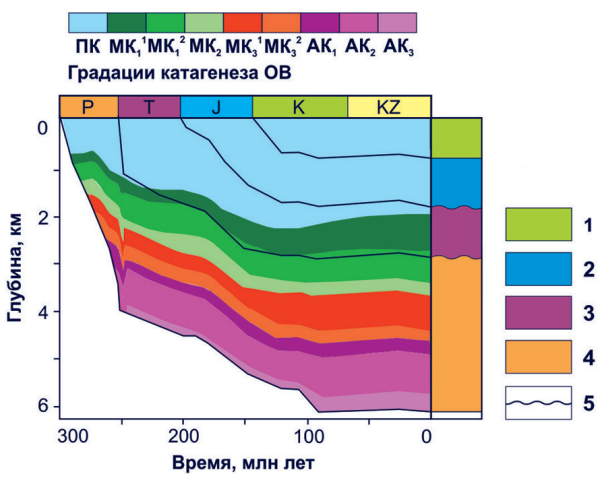


Рис. 4. История погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ в разрезе Хапчагайского мегавала: 1 – меловые, 2 – юрские, 3 – триасовые, 4 – газоматеринские пермские отложения; 5 – несогласное залегание пород

нефтегазовой системы являются породы-покрышки, физические и химические параметры которых при погружении изменяются под влиянием литогенетических процессов. В зависимости от фациальных условий формирования глинистых отложений, их минерального состава, литологической однородности, проницаемости и других характеристик выделяются различные классы флюидоупоров, для которых определены значения пористости при наилучших изолирующих свойствах.

Минеральный состав глинистой части флюидоупоров нижнего триаса и нижней юры представлен монтмориллонитом и иллит-монтмориллонитовыми смешаннослойными образованиями с содержанием набухающих пакетов от 40–60 до 60–80 %. Несмотря на ярко выраженную тенденцию снижения содержания разбухающих компонентов с глубиной, преобладание смешаннослойных минералов и монтмориллонита сохраняется вплоть до 5 км. При средней величине общей пористости в 20 % покрышки данного класса обладают наилучшими экранирующими свойствами (Ивенсен, 1984; Овчаренко и др., 2007).

На территории Вилюйской гемисинеклизы глинистые толщи уплотнялись неравномерно в течение геологического времени. Неджелинская и мономская свиты нижнего триаса были литифицированы до состояния флюидоупора 215 млн лет назад в норийское время и 205 млн лет назад в рэтское время, в наиболее погруженных частях на востоке региона – 220 и 210 млн лет назад в норийское время соответственно. Литификация сунтарских отложений нижне- и среднеюрского возраста до способности удерживать УВ произошла 150 млн лет назад в титонское время, в восточной части гемисинеклизы – 160 млн лет назад в оксфордское время.

В период от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени процессы генерации ОВ в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми практически не происходили в центральных зонах Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин, а также по периферии территории исследования. В пределах Логлорского вала, Хапчагайского мегавала и Тангнарынской впадины плотность генерации УВ изменяется от 5 до 40 млн м^3/км^2, достигая максимальных значений в районе Среднетюнгской площади (рис. 5). В верхней части газопроизводящих отложений перми процессы генерации УВ происходили на территории внутренней зоны Вилюйской гемисинеклизы.

Из-за отсутствия литифицированных флюидоупоров было утеряно до 90 % УВ, генерированных ОВ газопроизводящей толщи перми на стадиях мезокатагенеза и раннего апокатагенеза. Протокатагенное газообразование не внесло вклад в формирование скоплений УВ в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. Миграция из материнских пород могла происходить как латерально в направлении максимального угла восстания пластов, так и вертикально по зонам трещиноватости и разломам, а также литологическим «окнам» в отложениях глинистых флюидоупоров нижнего триаса. До позднетриасового времени было утеряно 590 трлн м^3 УВ. При последующей миграции в вышележащие отложения рассеялось 130 трлн м^3 УВ до раннемелового времени по причине низкой степени консолидации нижнеюрского флюидоупора. Генерированные УВ газопроизводящими

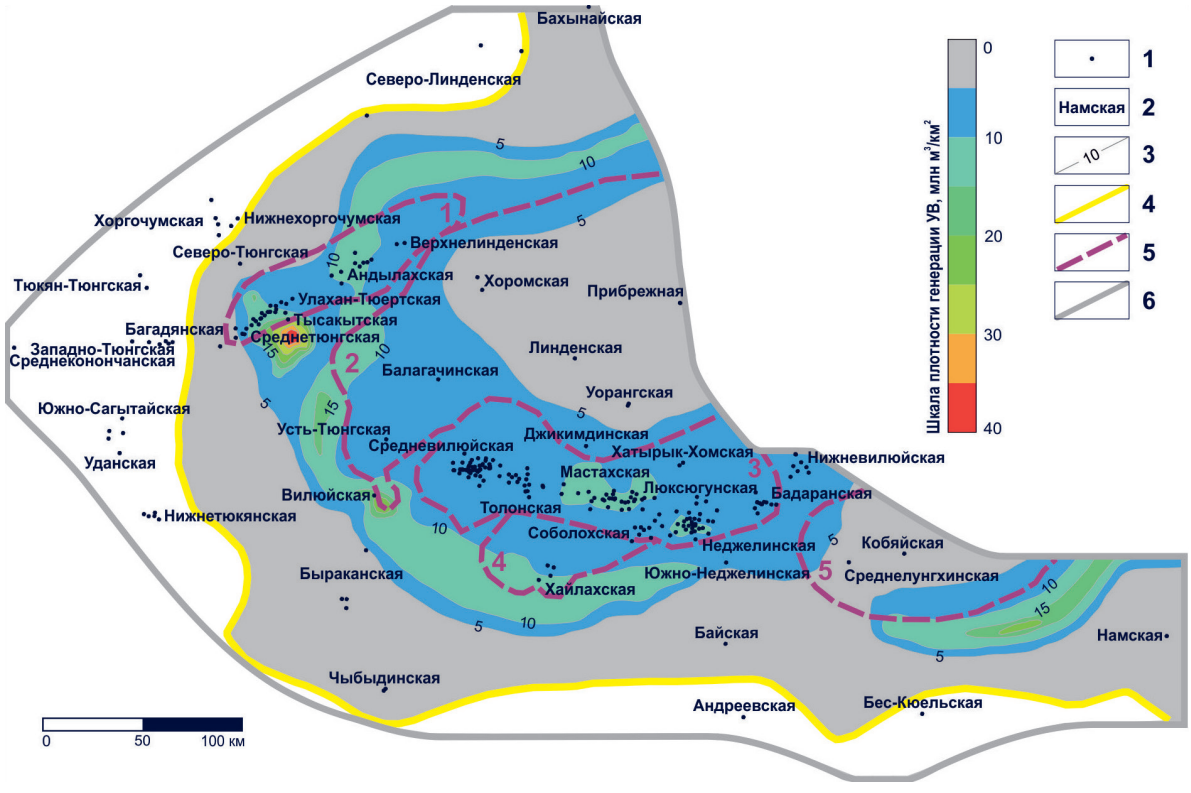


Рис. 5. Карта суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом в нижней и средней частях газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (205–0 млн л): 1 – скважина; 2 – название площади бурения; 3 – изолинии плотности генерации УВ, млн м³/км²; границы: 4 – отсутствия газопроизводящих отложений перми, 5 – структур I-II порядка по отражающему горизонту ТП (1 – Логлорский вал, 2 – Линденская впадина, 3 – Хапчагайский мегавал, 4 – Тангнарынская впадина, 5 – Лунгхинско-Келинская впадина); 6 – полигон исследования

породами перми полностью рассеялись до формирования литифицированных флюидоупоров.

Основной этап заполнения ловушек УВ связан с раннемеловым временем, когда сформировались структуры современного плана Вилюйской гемисинеклизы. Коэффициент аккумуляции УВ на Хапчагайском мегавале составляет 2,5 % от генерированных УВ, на Логлорском вале – 2,0 %. Данный параметр рассчитывался на основе отношения запасов газа и конденсата в образованиях верхнего палеозоя и мезозоя на территории Хапчагайского мегавала и Логлорского вала (по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых) к количеству генерированных УВ органическим веществом перми после литификации региональных флюидоупоров в пределах соответствующих площадей газосбора.

На современном этапе для отложений верхней перми, нижнего триаса и нижней юры характерны благоприятные термодинамические условия для сохранности газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей преимущественно на всей территории исследования. Уровень зрелости ОВ на современном этапе соответствует стадиям прото- и мезокатагенеза.

На рис. 6 представлена диаграмма геологических событий для верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы Вилюйской гемисинеклизы, отражающая хронологическую взаимосвязь между ее элементами и процессами, протекающими в осадочном бассейне. Важно отметить, что в разных частях территории время для некоторых прослеживаемых событий отличается, и диаграмма является обобщенной для Хапчагайского мегавала.

Неджелинская и мономская свиты нижнего триаса находятся в главных зонах нефте- и газообразования, однако концентрации $C_{орг}$ в глинистых породах не более 0,36 % (Олли, 1975) не позволяют рассматривать нижнетриасовую вулканогенно-терригенную толщу в качестве нефтегазопроизводящей. В катагенетически незрелых нижне- и верхнеюрских отложениях встречаются пачки глинистых алевролитов, содержание ОВ в которых достигает 3 % (Олли, 1975). Исключением является Линденская впадина, где глубина залегания юрских пород достигает 4 км, а степень преобразованности ОВ соответствует начальным стадиям мезокатагенеза, что предполагает процессы генерации УВ (Космачева, Федорович, 2021в).

Анализ геологического строения верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы позволил детализировать геологическое строение инд-оленекских покрышек и изучить особенности распределения по площади прослоев с высокими изолирующими свойствами. На рис. 7 и 8 продемонстрированы карты изопахит глинистых пород мономской и неджелинской свит, которые залегают над песчаниками нижнетриасового и верхнепермско-нижнетриасового нефтегазоносных комплексов.

В отложениях мономского флюидоупора нижнего триаса прослеживаются продуктивные пласты-линзы T_1-I, T_1-Ia и T_1-II (T_1-IIa+T_1-IIб), индексируемые сверху вниз по разрезу, толщины которых могут достигать 40 м. Литологические «окна» распространены на Хапчагайском мегавале, Логлорском вале и юго-западе Вилюйской гемисинеклизы. Песчаные пласты являются коллекторами для

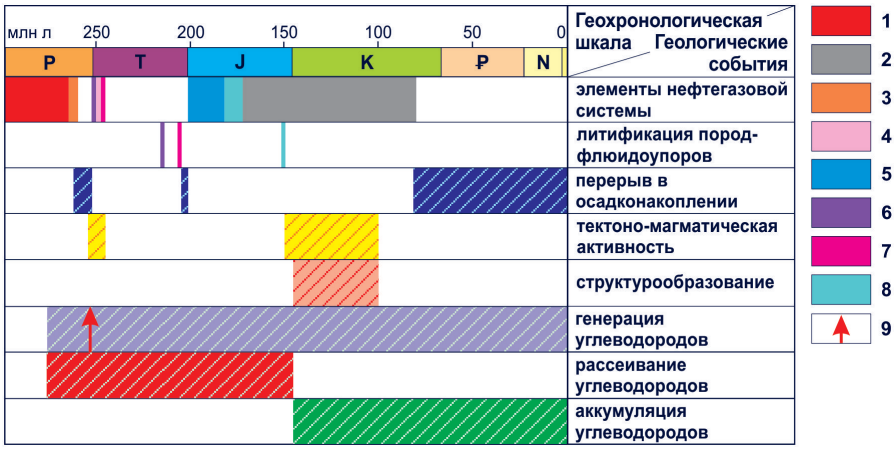


Рис. 6. Диаграмма геологических событий для верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Хапчагайского мегавала Вилюйской гемисинеклизы: 1 – пермская газоматеринская толща; 2 – перекрывающие отложения; 3 – тарагайский, 4 – таганджинский, 5 – кызылсырский коллекторы; 6 – неджелинский, 7 – мономский, 8 – сунтарский флюидоупоры; 9 – критический момент (значения коэффициента трансформации керогена достигли 50 %)

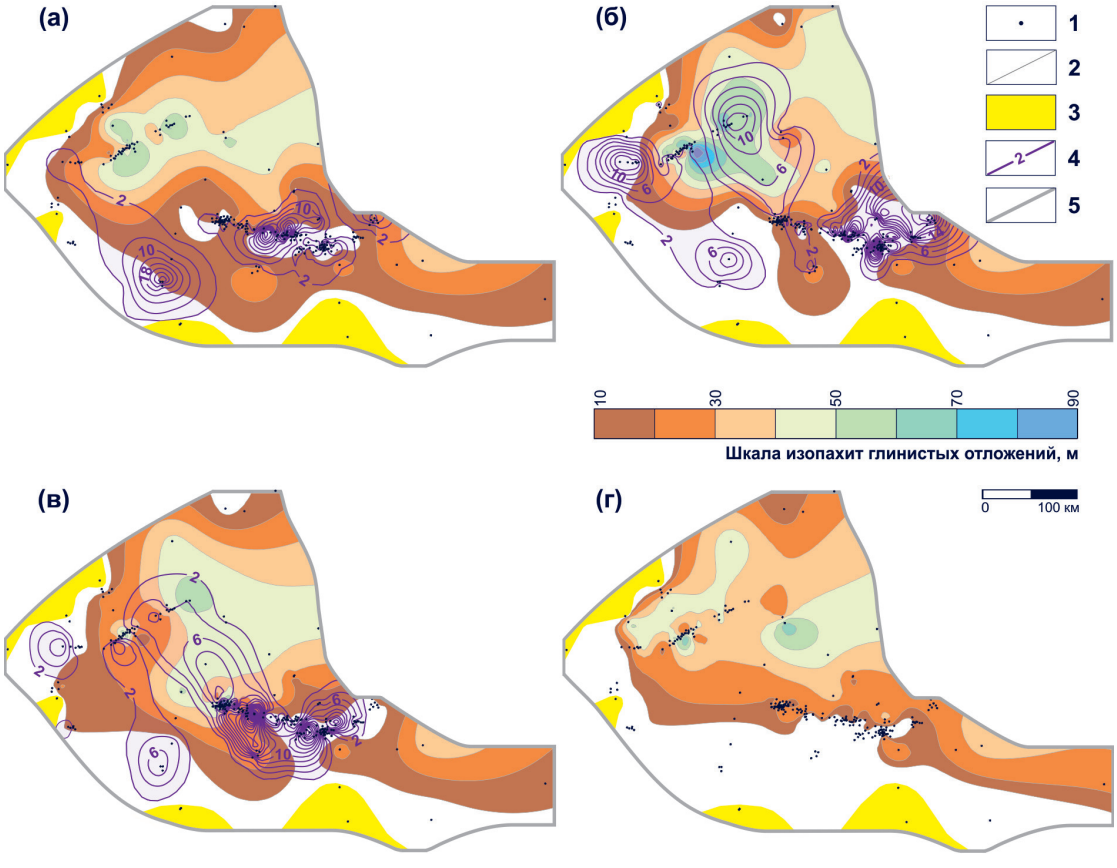


Рис. 7. Карты изопахит глинистых пород мономской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T_1-I, (б) T_1-Iа, (в) T_1-II мономской свиты и (г) T_1-III таганджинской свиты: 1 – скважина; 2 – изопахиты глинистых отложений, м; 3 – зона отсутствия мономской свиты; 4 – изопахиты песчаных пластов-линз, м; 5 – полигон исследования

газообразных и жидких УВ при наличии перекрывающих глинистых пачек достаточной мощности. В восточной и юго-восточной частях Хапчагайского мегавала толщина песчаных образований столь высока, что они занимают практически весь объем мономской свиты. Песчаный преимущественно газоносный пласт в неджелинской свите линзовидного строения T_1-IV (T_1-IVа-в) мощностью до 15 м залегает в пределах Хапчагайского мегавала – исключением является Средневилюйская площадь, центральная часть Линденской и северный борт Лунгхинско-Келинской впадин. В направлении от центральных к прибортовым районам территории происходит литологическое замещение песчаников на глинистые разности, которые могут служить литологическими экранами.

Как было упомянуто ранее, глинистые толщи, перекрывающие газоносные отложения, состоят из монтмориллонита и смешаннослойных минералов с большим содержанием набухающих пакетов. В проницаемых породах, как правило, скорость преобразования глинистых минералов значительно выше, чем в глинистых. На территории Вилюйской гемисинеклизы в глинистых толщах на глубине до 5 км сохраняется монтмориллонит, а в песчаных образованиях

RADV. https://

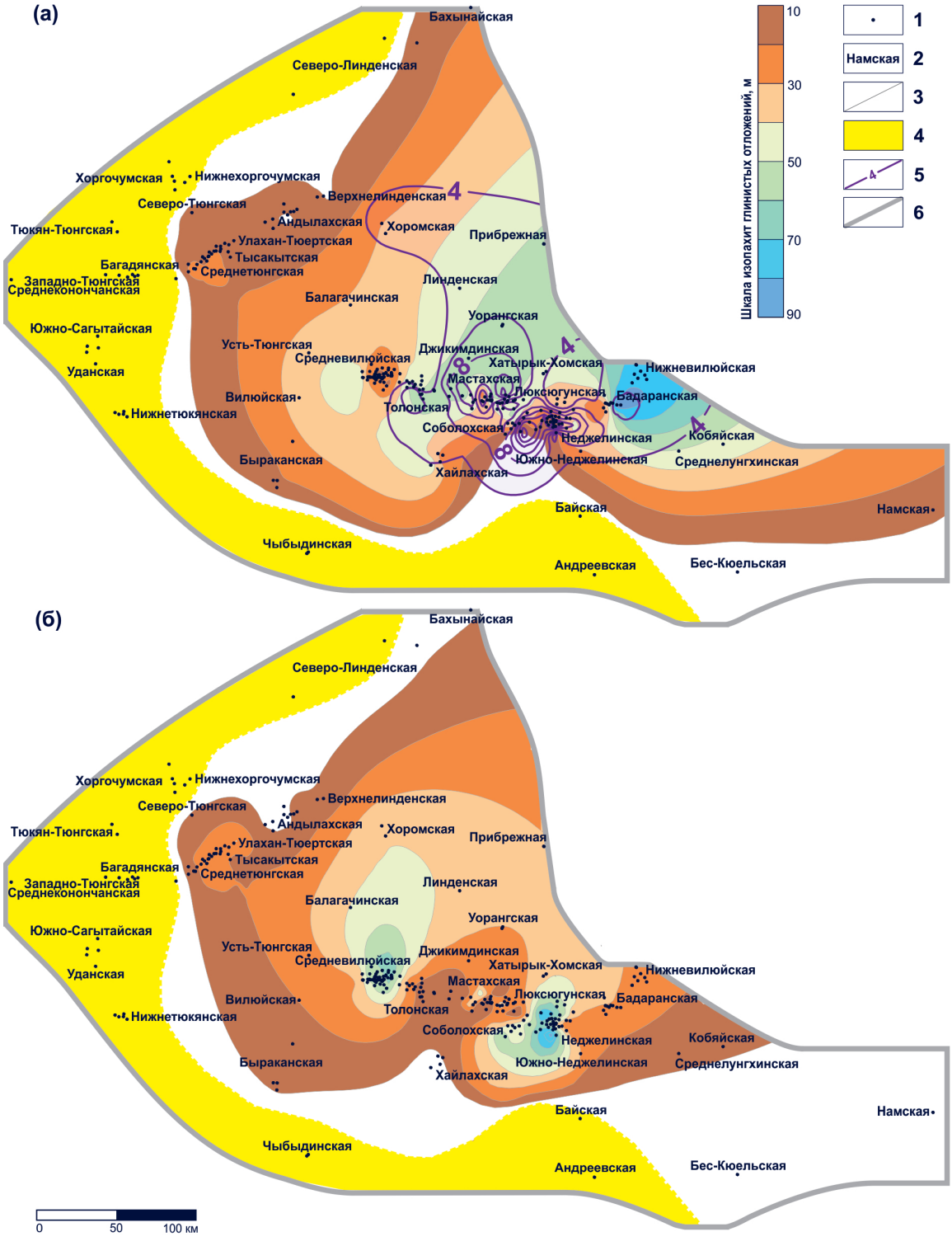


Рис. 8. Карты изопахит глинистых пород неджелинской свиты, перекрывающих песчаные пласты (а) T_1-IV неджелинской и (б) P_2-I тарагайской свит: 1 – скважина; 2 – площадь бурения; 3 – изопахиты глинистых отложений, м; 4 – зона отсутствия неджелинской свиты; 5 – изопахиты песчаных пластов-линз, м; 6 – полигон исследования

разбухающие минералы исчезают уже на глубине порядка 3,5 км (Ивенсен, 1984). Благоприятный минеральный состав, а также значительная мощность свидетельствуют о высоких изолирующих свойствах региональных покрышек нижнего триаса. Для неджелинских экранирующих прослоев характерно равномерное распространение на территории исследования, глинистые породы мономской свиты имеют невыдержанную мощность.

Пачки глин, способные удерживать УВ в отложениях рассматриваемых песчаных пластов при толщинах от 10–15 м (Сластенов, 1994), зафиксированы в Логлорском, Линденском, Тангнарынском районах и на отдельных площадях Хапчагайского мегавала. Для мономской свиты максимальные значения мощности до 90 м отмечены в пределах Логлорского вала и Линденской впадины, для неджелинской – на территории Хапчагайского мегавала и зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба.

Целью системного подхода к изучению осадочного бассейна являлась **дифференциация территории**

Вилюйской гемисинеклизы на нефтегазоносные зоны различной перспективности в зависимости от комбинации контролирующих залежи УВ факторов. При оценке перспектив нефтегазоносности верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских образований (табл. 1) учитывались:

- структурные карты кровли верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений;
- карты общей мощности кызылсырского, таганджинского и тарагайского коллекторов;
- карты мощности глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами в отложениях нижнего триаса (рис. 7 и 8);
- карты суммарных масштабов генерации УВ органическим веществом газопроизводящих отложений перми от момента литификации флюидоупоров нижнего триаса до настоящего времени (рис. 5);
- карта современной катагенетической преобразованности ОВ сунтарской свиты нижней и средней юры;
- результаты испытания скважин.

С доказанной промышленной газоносностью перспективные земли относятся к Хапчагайскому мегавалу и Логлорскому валу (рис. 9). На Нижнетюкянском месторождении продуктивными являются только нижнеюрские отложения (рис. 10).

Перспективные земли верхнепермско-нижнетриасового и нижнетриасового комплексов обрамляют внутреннюю наиболее погруженную зону Вилюйской гемисинеклизы. Для нижнеюрского комплекса благоприятные условия для миграции и аккумуляции УВ характерны в пределах приподнятых бортовых частей района.

Открытие во второй половине 2021 г. Хайлахского месторождения*, где залежи газоконденсата и газа сосредоточены в породах тарагайской и неджелинской свит, подтверждает корректность выполненной оценки перспектив нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы.

Потенциально перспективные земли нижнеюрских отложений связаны с выявленными крупными зонами накопления УВ.

Земли невыясненных перспектив верхнепермско-нижнетриасового и нижнетриасового нефтегазоносных комплексов выделены по периферии региона. При наличии в породах-коллекторах глинистых прослоев, способных удерживать УВ, возможна переоценка перспектив нефтегазоносности отложений в сторону ее повышения. Вопрос требует проведения дополнительных исследований.

Территории с невыясненными перспективами нижнеюрского комплекса занимают центральную часть Вилюйской гемисинеклизы. Породы кызылсырского коллектора и сунтарского флюидоупора распространены повсеместно, имеют выдержанную мощность, открытая пористость песчаников достигает 30 % (Нефтегазоносные бассейны…, 1994). В сунтарских отложениях встречаются обогащенные ОВ породы. Условия осадконакопления способствовали образованию ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей. Содержание органического углерода в аргиллитах верхнего лейаса достигает 1,82 % (Зуева и др., 2013).

Сунтарская свита вошла в главную зону нефтеобразования в пределах внутренней части Вилюйской гемисинеклизы 90 млн лет назад в туронское время. Уровень зрелости ОВ на современном этапе в наиболее погруженных районах территории соответствует стадиям $МК_1^2$-$МК_2$, что предполагает процессы генерации и вероятную миграцию УВ. При сочетании благоприятных геологических факторов для миграции и аккумуляции УВ в отложениях кызылсырского коллектора возможна переоценка перспектив нефтегазоносности комплекса в сторону ее повышения. Данный вопрос требует отдельного рассмотрения.

Низкоперспективные земли верхнепермско-нижнетриасового, нижнетриасового и нижнеюрского нефтегазоносных комплексов охватывают Линденскую и Лунгхинско-Келинскую впадины Вилюйской

Категория земель	**Основополагающие критерии**	
	Верхнепермско-нижнетриасовый и нижнетриасовый комплексы	**Нижнеюрский комплекс**
Перспективные с доказанной промышленной газоносностью	наличие залежей УВ, которые находятся на государственном балансе запасов полезных ископаемых	
Перспективные	наличие глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами, породы-коллектора и очага генерации УВ (ОВ перми)	наличие флюидоупора и благоприятных условий для миграции УВ (выпадение из разреза глинистых покрышек нижнего триаса высокого качества)
Потенциально перспективные	–	наличие незаполненных до замка ловушек УВ в отложениях нижнетриасового комплекса
Низкоперспективные	наличие породы-коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами	наличие породы-коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и катагенетически незрелого ОВ в породах нижней юры
Бесперспективные	выпадение из разреза породы-коллектора и перекрывающих флюидоупоров	
Невыясненных перспектив	выпадение из разреза глинистых флюидоупоров с высокими изолирующими свойствами, предполагаемое наличие в породе-коллекторе способных удерживать УВ глинистых прослоев	наличие флюидоупора, породы-коллектора и предполагаемых процессов генерации УВ (ОВ нижней юры)

Табл. 1. Критерии дифференциации территории Вилюйской гемисинеклизы по перспективности

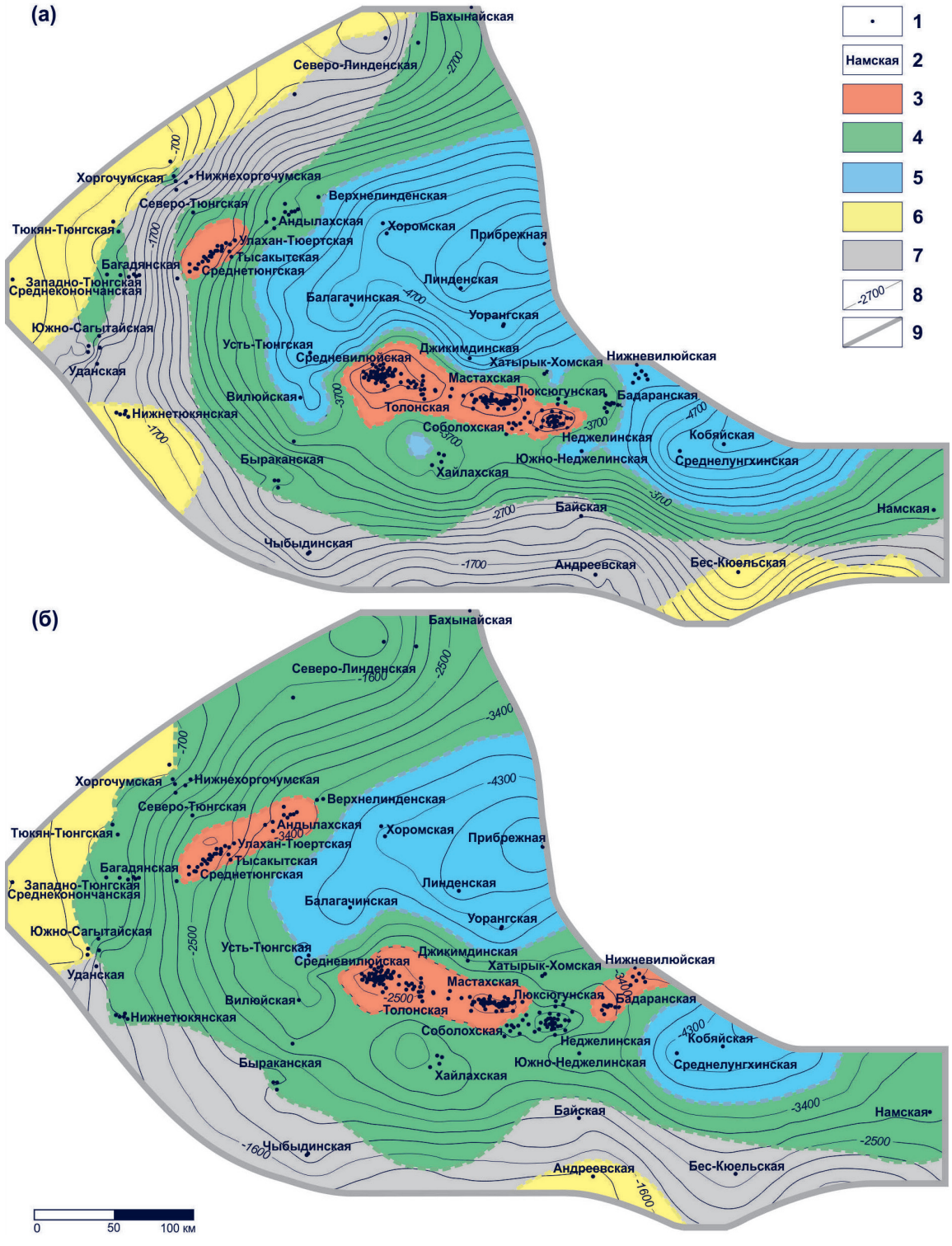


Рис. 9. Карты перспектив нефтегазоносности (а) верхнепермско-нижнетриасового и (б) нижнетриасового нефтегазоносных комплексов: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – низкоперспективные, 6 – бесперспективные, 7 – невыясненных перспектив; 8 – изогипсы, м (кровля (а) верхнепермских, (б) нижнетриасовых отложений); 9 – полигон исследования.

гемисинеклизы. На глубинах 4 км и более вследствие сильного уплотнения отложений возможности обнаружения гранулярных типов коллекторов полностью исчерпаны (Гурова и др., 1982; Граусман, 1984).

К низкоперспективным территориям нижнеюрских отложений с некоторой долей условности можно отнести участки распространения катагенетически незрелого ОВ сунтарской свиты, которые примыкают с юго-запада ко внутренней зоне Вилюйской гемисинеклизы.

Бесперспективные земли сосредоточены по окраинам региона.

Результаты исследований могут применяться в качестве основы для разработки стратегии по постановке поисково-разведочных и оптимизации геолого-разведочных работ. В рамках первоочередных рекомендаций предлагается проведение:

- сейсморазведки 3D на открытых месторождениях для оконтуривания ловушек УВ;

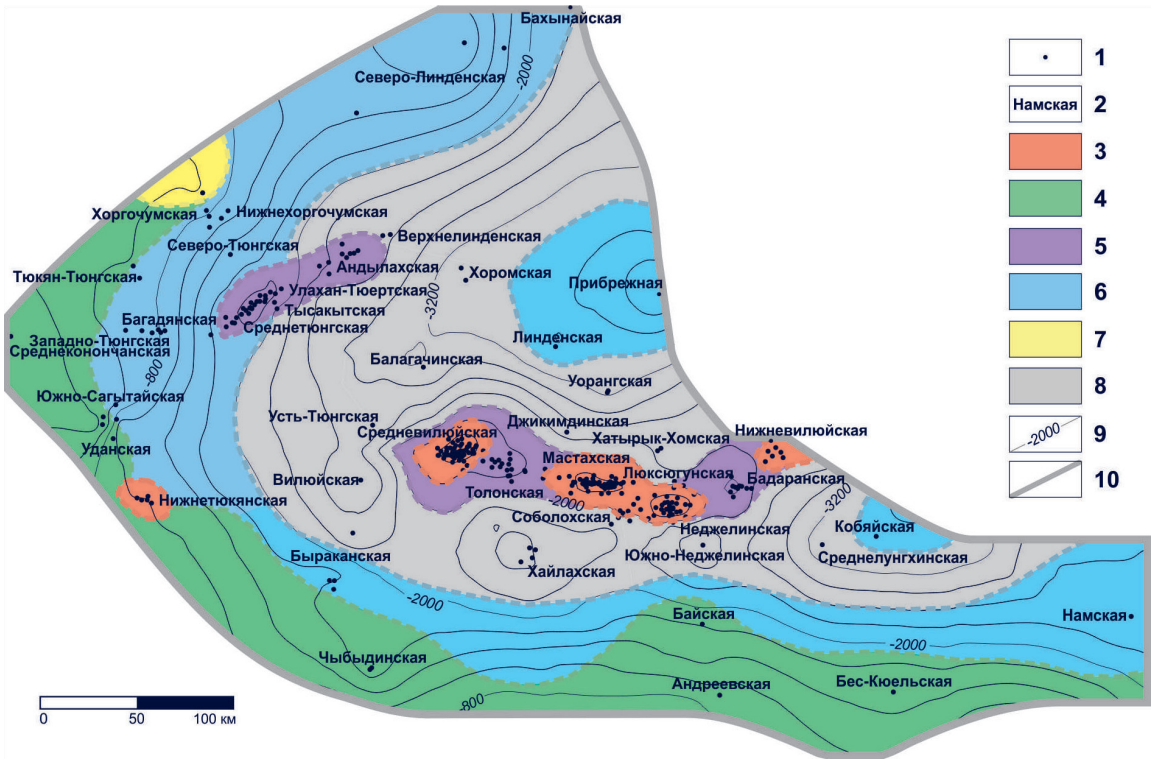


Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрского нефтегазоносного комплекса: 1 – скважина; 2 – название площади бурения; земли: 3 – перспективные с доказанной промышленной газоносностью, 4 – перспективные, 5 – потенциально перспективные, 6 – низкоперспективные, 7 – бесперспективные, 8 – невыясненных перспектив; 9 – изогипсы, м (кровля нижнеюрских отложений); 10 – полигон исследования.

- более плотной сети профилей 2D на территории выделенных перспективных земель и зон с невыясненными перспективами с целью уточнения структурного плана района;
- региональных сейсморазведочных работ в пределах Линденской и Лунгхинско-Келинской впадин для доизучения геологического строения глубокозалегающих отложений.

Заключение

При прогнозе нефтегазоносности территории Вилюйской гемисинеклизы учитывалась не только история геологического развития осадочного бассейна, но и детали его строения. Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Интенсивные процессы генерации УВ в подошве пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время. Единый очаг генерации УВ сформирован около 260 млн лет назад в вятское время. На рубеже перми и триаса произошел пик генерации УВ в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ.

2. Всего ОВ материнских пород перми генерировано около 800 трлн м^3, более 50 % от общего объема генерированных УВ было образовано к началу триасовой эпохи. Из-за отсутствия литифицированных покрышек нижнего триаса и нижней юры были утеряны 90 % УВ до формирования ловушек в раннем мелу.

3. Перспективные территории верхнепермско-нижнетриасового, нижнетриасового и нижнеюрского нефтегазоносных комплексов приурочены к областям с благоприятными условиями для генерации, миграции и аккумуляции УВ.

4. В рамках первоочередных рекомендаций по оптимизации дальнейших геолого-разведочных работ предлагается проведение дополнительной сейсморазведки главным образом для уточнения структурного плана района и оконтуривания ловушек УВ.

Несмотря на решение многих вопросов, связанных с изучением условий формирования залежей УВ на территории исследования, остаются задачи, рассмотрение которых на данном этапе при существующей степени изученности невозможно. Поскольку в пределах Вилюйской гемисинеклизы исчерпан фонд крупных объектов, целью дальнейших поисково-разведочных работ являются малоамплитудные структуры. Кроме того, необходима доразведка Хапчагайского мегавала для расширения контуров промышленной газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений, где распределение зон с доказанной промышленной газоносностью контролируется в большей степени литологическим, а не структурным фактором.

Построенная модель верхнепалеозойско-мезозойской нефтегазовой системы дает возможность более детального изучения глубокозалегающих отложений Вилюйской гемисинеклизы. Предложенный комплексный подход к интерпретации геолого-геофизических данных, а также методические приемы бассейнового моделирования с целью прогноза нефтегазоносности могут быть использованы при решении аналогичных задач в осадочных бассейнах.

Финансирование/Благодарность

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и

Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

Авторы выражают глубокую признательность А.Э. Конторовичу, Л.М. Бурштейну, И.А. Губину и А.Н. Фомину за консультации в ходе подготовки настоящей работы.

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания и рекомендации, которые были учтены при доработке данной статьи.

Литература

Баженова Т.К., Дробот Д.И., Золотов А.Н., Казаринов В.В., Кащенко С.А., Конторович А.Э., Маркова Л.Г., Рогозина Е.А. (1970). Масштабы нефтегазообразования в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. *Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 83–127.

Гайдук В.В. (1988). Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 128 с.

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

Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов (1968). М: Недра, 520 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы (1981). М: Недра, 552 с.

Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири (1971). Новосибирск: СНИИГГиМС, 86 с.

Граусман А.А. (1984). Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 136 с.

Граусман В.В. (1994). Стратиграфия верхнего докембрия и фанерозоя перспективных на нефть и газ территорий Западной Якутии. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*. Новосибирск, 38 с.

Граусман В.В., Мейен С.В. (1987). Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы. *Известия академии наук СССР. Серия геологическая*, 10, с. 53–60.

Гребенюк В.В., Гурари Ф.Г., Луговцов А.Д., Москвин В.И. (1983). Специфика нефтегазообразования в мезозойских депрессиях Сибирской платформы. *Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири*. Новосибирск: Наука, с. 132–140.

Губин И.А. (2020). Уточнение строения Вилюйской гемисинеклизы по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4, с. 40–52. https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-4-40-52

Гурова Т.И., Кузнецова В.Н., Рояк Р.С. (1982). Резервуары нефти и газа верхнепермских и мезозойских отложений Хатангско-Вилюйской нефтегазоносной провинции. *Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 63–74.

Дахнов В.Н. (1981). Электрические и магнитные методы исследования скважин. М: Недра, 344 с.

Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Каширцев В.А. (2013). Характеристика рассеянного органического вещества и оценка нефтегенерационного потенциала верхнелейасовых отложений Вилюйской синеклизы. *Наука и образование*, 2, с. 41–46.

Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х. (2017). Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилюйского бассейна. *Наука и образование*, 2, с. 17–21.

Ивенсен Г.В. (1984). Глинистые минералы пермо-триасовых отложений Лено-Вилюйской нефтегазоносной области. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук.* М, 25 с.

Изосимова А.Н., Зуева И.Н., Чалая О.Н., Уткина Н.А., Трущелева Г.С., Шумилова Л.В., Андреев И.Н. (1984). Нефти и конденсаты Западной Якутии. *Геохимия органического вещества нефтегазоносных отложений Западной Якутии*. Новосибирск: Наука, с. 74–100.

История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы (1986). М: Наука, 167 с.

Итенберг С.С. (1987). Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М: Недра, 375 с.

Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелева Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С. (2009). Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 180 с.

Космачева, А.Ю., Федорович М.О. (2021а). К вопросу о нефтегазопроизводящих толщах центральной части Логлорского вала на основе одномерного моделирования нефтегазоносных систем (Андылахское месторождение, Республика Саха(Якутия)). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 16 (1), с. 1–11. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2021

Космачева А.Ю., Федорович М.О. (2021б). Структурная характеристика и история тектонического развития мезозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы. *Геофизические технологии*, 1, с. 4–18. https://doi.org/10.18303/2619-1563-2021-1-4

Космачева А.Ю., Федорович М.О. (2021в). Трехмерное бассейновое моделирование нефтегазоносных систем верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской гемисинеклизы. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 28–32. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-28-32

Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция (1969). М: Наука, 278 с.

Луговцов А.Д. (1984). Перспективы обнаружения залежей нефти в краевых депрессиях Сибирской платформы. *Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 105–116.

Мак-Куиллин Р., Бекон М., Баркалай У. (1985) Введение в сейсмическую интерпретацию. М: Недра, 308 с.

Микуленко К.И. (1983). Тектоника осадочного чехла краевых депрессий Сибирской платформы (в связи с нефтегазоносностью). *Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири*. Новосибирск: Наука, с. 90–104.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Лено-Вилюйский бассейн (1994). Новосибирск: СО РАН, 107 с.

Обзорная структурно-тектоническая карта нефтегазоносных территорий Республики Саха (Якутия) (2015). 1:1500000. Якутск: Якутскгеофизика.

Овчаренко А.В., Ермаков Б.В., Мятчин К.М., Шлезингер А.Е. (2007). Флюидоупоры в месторождениях углеводородов. *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 201–213.

Олли И.А. (1975). Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири. М: Наука, 135 с.

Полякова И.Д., Богородская Л.И., Соболева Е.И. (1991). Преобразование органического вещества угленосных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах. *Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 48–57.

Полякова И.Д., Степаненко Г.Ф. (1991). Геохимия свободных газов из месторождений краевых депрессий Сибирской платформы. *Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 68–78.

Полянский О.П., Прокопьев А.В., Бабичев А.В., Коробейников С.Н., Ревердатто В.В. (2013). Рифтогенная природа формирования Вилюйского бассейна (Восточная Сибирь) на основе реконструкций осадконакопления и механико-математических моделей. *Геология и геофизика*, 54 (2), с. 163–183.

Рукович А.В. (2001). История формирования газоносных толщ восточной части Вилюйской синеклизы и прилегающих районов Приверхоянского прогиба. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. Якутск, 177 с.

Сафронов А.Ф. (1992). Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования: (на примере Востока Сибирской платформы). Якутск: Якутский научный центр СО РАН, 148 с.

Сластенов Ю.Л. (1994). Классификационная характеристика глинистых покрышек Лено-Вилюйской НГО. *Ученые записки ЯГУ. Серия: геология, география, биология.* Якутск, с. 75–99.

Федорович М.О., Космачева А.Ю. (2020). Компьютерное моделирование истории осадконакопления песчаных тел среднеюрского нефтегазоносного комплекса (на примере Герасимовского месторождения, Западная Сибирь). *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 41 (4), с. 8–13. https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-4-8-13

Федорович М.О., Космачева А.Ю., Поспеева Н.В. (2020). Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия). *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 31–35. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-31-35

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С., Крылов О.В., Тарасенко А.А. (2019). Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 21(2), с. 13–30. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30

Hantschel T., Kauerauf I.A. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer, 476 p.

Kosmacheva A., Fedorovich M. (2021). Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 539–548. https://doi.org/10.1007/s13202-020-01037-6

Kutovaya A., Kroeger K.F., Seebeck H., Back S., Littke R. (2019). Thermal effects of magmatism on surrounding sediments and petroleum systems in the northern offshore Taranaki Basin, New Zealand. *Geosciences*, 9, pp. 1–28. https://doi.org/10.3390/geosciences9070288

Mchomvu I.M. (2016). 2D seismic interpretation and 2D basin modeling of hydrocarbon generation, migration and entrapment in the North Viking Graben. Norway: Norwegian University of Science and Technology, 64 p.

Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T. (2017). Basin and petroleum system modeling. *Springer handbook of petroleum technology*. Cham: Springer, pp. 381–418. https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3_11

PetroMod Petroleum Systems Modeling (2011). Schlumberger Information Solutions. 256 p.

Serra O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation. The acquisition of logging data. Amsterdam: Elsevier, 424 p.

Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and destruction. *Organic Geochemistry*, 16, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R

Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. (1997). Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. Berlin: Springer, 535 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2

Сведения об авторах

Марина Олеговна Федорович – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, д. 3

Алина Юрьевна Космачева – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр-т Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 30.05.2022;
Принята к публикации 25.10.2022;
Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia))

*M.O. Fedorovich, A.Yu. Kosmacheva**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation
**Corresponding author: Alina Yu. Kosmacheva, e-mail: kosmachevaay@gmail.com*

Abstract. The paper is aimed at the prediction of oil and gas occurrence of the Upper Permian, Lower Triassic and Lower Jurassic deposits in the Vilyui hemisineclise. The basin modeling research implies the Upper Paleozoic and Mesozoic petroleum system model of the Vilyui hemisineclise. The initial generation time at the bottom of the Permian source rock is 270 Ma. The most intense generation of hydrocarbons is found to be in the late Permian and early Triassic. The generation power of the Permian source rock is 800 trillion m^3. The hydrocarbon losses is up to 90% in consequence of unfavorable seal properties of the Lower Triassic and Lower Jurassic clay formations. All the potential hydrocarbon traps of the Vilyui hemisyneclise are considered to be formed during the Cretaceous stage of development. There is therefore an appropriate environment for the hydrocarbon accumulation to be in progress. The interpretation of geological and geophysical data identifies the areal extent prediction of sand reservoirs and overlying clay interlayers of high quality in the Upper Permian and Lower Triassic seals. The goal of a comprehensive approach to the sedimentary basin research is to divide the territory into oil and gas zones of various prospects in relation to the factors controlling hydrocarbon deposits.

Keywords: Vilyui hemisineclise, Siberian platform, prediction of oil and gas occurrence, basin modeling, gas source rock, hydrocarbon play, petroleum system

Acknowledgements

The work was supported by the Basic research project "Digital geological and geophysical models of the Lena-Tunguska and Lena-Vilyui oil and gas provinces, analysis of oil and gas fields location, prediction of oil and gas occurrence in the Upper Proterozoic and Phanerozoic hydrocarbon plays including Vendian and Cambrian carbonate horizons with hard-to-recover resources, studying the effect of trap intrusions on oil and gas potential", project number FWZZ-2022-0008.

The authors sincerely acknowledge A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, I.A. Gubin and A.N. Fomin for their scientific advice during the research.

The authors are grateful to the reviewer for valuable remarks and comments that made it possible to improve the article.

Recommended citation: Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. (2023). Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia)). *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 81–94. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9

References

Bazhenova T.K., Drobot D.I., Zolotov A.N., Kazarinov V.V., Kashchenko S.A., Kontorovich A.E., Markova L.G., Rogozina E.A. (1970). Extent of oil and gas generation in the Paleozoic and Mesozoic deposits of the Siberian platform. *Proceedings of the geochemistry of the oil and gas basins in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 83–127. (In Russ.)

Dahnov V.N. (1981). Electrical and magnetic methods of well survey. Moscow: Nedra, 344 p. (In Russ.)

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.YU. (2020). Computer modeling of the sand bodies depositional history of the Middle Jurassic petroleum play (by the example of the Gerasimovskoe field, Western Siberia). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 41(4), pp. 8–13. (In Russ.) DOI: 10.20403/2078-0575-2020-4-8-13

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.YU., Pospeeva N.V. (2020). One-dimensional petroleum system modeling (basin modeling) in a well section of

Tolonskoye field in the Republic of Sakha (Yakutia). *Neftyanoe hozyaystvo = Oil industry*, 5, pp. 31–35. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-31-35

Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakaj E.A., Kurdina N.S., Krylov O.V., Tarasenko A.A. (2019). Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyui oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 13–30. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30

Gayduk V.V. (1988). Vilyui middle Paleozoic rift system. Yakutsk: YAF SO AN SSSR, 128 p. (In Russ.)

Galushkin Yu.I. (2007). Basin modeling. Moscow: Nauchny mir, 456 p. (In Russ.)

Geological features and oil and gas potential of the eastern part of the Siberian platform and adjacent areas (1968). Moscow: Nedra, 520 p. (In Russ.)

Geology of oil and gas in the Siberian platform (1981). Moscow: Nedra, 552 p. (In Russ.)

Grausman A.A. (1984). Patterns of change in porous reservoirs in subsidence. Yakutsk: YAF SO AN SSSR, 136 p. (In Russ.)

Grausman V.V. (1994). Stratigraphy of the Upper Precambrian and Phanerozoic of oil and gas prospective areas in Western Yakutia. *Abstract. cand. geol.-min. sci. diss.* Novosibirsk, 38 p. (In Russ.)

Grausman V.V., Mejen S.V. (1987). Stratigraphy of the Upper Paleozoic deposits in the Vilyui syneclise. *Izvestiya akademii nauk SSSR. Seriya geologicheskaya*, 10, pp. 53–60. (In Russ.)

Grebenyuk V.V., Gurari F.G., Lugovcov A.D., Moskvin V.I. (1983). Oil and gas generation features in the Mesozoic depressions of the Siberian Platform. *Geology and oil and gas potential of the Mesozoic sedimentation basins in Siberia*. Novosibirsk: Nauka, pp. 132–140. (In Russ.)

Gubin I.A. (2020). Refinement of the structure of the Vilyuy hemisyneclise based on the results of reinterpretation of seismic exploration. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 4, pp. 40–52. (In Russ.) https://doi.org/10.20403/2078-0575-2020-4-40-52

Gurova T.I., Kuznecova V.N., Royak R.S. (1982). Oil and gas reservoirs of the Upper Permian and Mesozoic deposits in the Khatanga-Vilyui oil and gas province. *Lithology of oil and gas reservoirs in the Mesozoic and Paleozoic deposits of Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 63–74. (In Russ.)

Hantschel T., Kauerauf I.A. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer, 476 p.

History of oil and gas generation and accumulation in the east of the Siberian platform (1986). Moscow: Nauka, 167 p. (In Russ.)

Ivensen G.V. (1984). Clay minerals of the Permian-Triassic deposits in the Lena-Vilyui oil and gas region. *Abstract. cand. geol.-min. sci. diss.* Moscow, 25 p. (In Russ.)

Izosimova A.N., Zueva I.N., Chalaya O.N., Utkina N.A., Trushcheleva G.S., Shumilova L.V., Andreev I.N. (1984). Oil and condensate of Western Yakutia. *Geochemistry of organic matter of oil and gas deposits in Western Yakutia*. Novosibirsk: Nauka, pp. 74–100. (In Russ.)

Itenberg S.S. (1987). Interpretation of well logging results. Moscow: Nedra, 375 p. (In Russ.)

Kashircev V.A., Safronov A.F., Izosimova A.N., Chalaya O.N., Zueva I.N., Trushcheleva G.S., Lifshic S.H., Karelina O.S. (2009). Oil geochemistry in the east of the Siberian platform. Yakutsk: YANC SO RAN, 180 p. (In Russ.)

Kosmacheva A., Fedorovich M. (2021). Basin and petroleum system modeling in conjunction zone of the Alexander and Srednevasyugan anticlines and Ust-Tym depression, southeastern part of the West Siberian hydrocarbon province (Russia). *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 539–548. DOI: 10.1007/s13202-020-01037-6

Kosmacheva, A.Yu., Fedorovich M.O. (2021a). Revising source rocks of the central part of Loglor structure according to one-dimensional petroleum system modeling (Andylakh field, the Republic of Sakha (Yakutia)). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 16(1), pp. 1–11. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2021

Kosmacheva, A.Yu., Fedorovich M.O. (2021b). Structural description and tectonic development history of the mesozoic deposits in the Vilyui hemisyneclise. *Geofizicheskie tekhnologii = Russian Journal of Geophysical Technologies*, 1, pp. 4–18. (In Russ.) https://doi.org/10.18303/2619-1563-2021-1-4

Kosmacheva, A.Yu., Fedorovich M.O. (2021c). Three-dimensional basin and petroleum system modeling of the Upper Paleozoic and Mesozoic in the Vilyui hemisyneclise. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil industry*, 4, pp. 28–32. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-28-32

Kutovaya A., Kroeger K.F., Seebeck H., Back S., Littke R. (2019). Thermal effects of magmatism on surrounding sediments and petroleum systems in the northern offshore Taranaki Basin, New Zealand. *Geosciences*, 9, pp. 1–28. https://doi.org/10.3390/geosciences9070288

Leno-Vilyui oil and gas province (1969). Moscow: Nauka, 278 p. (In Russ.)

Lugovcov A.D. (1984). Prospects for discovery of oil deposits in the marginal depressions of the Siberian Platform. *Geology and petroleum potential of the Upper Paleozoic and Mesozoic deposits in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 105–116. (In Russ.)

Mak-Kuillin R., Bekon M., Barkalay U. (1985). Introduction to seismic interpretation. Moscow: Nedra, 308 p. (In Russ.)

Mesozoic deposits geochemistry of oil and gas basins in Siberia (1971). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 86 p. (In Russ.)

Mikulenko K.I. (1983). Sedimentary cover tectonics of marginal depressions of the Siberian Platform (according to oil and gas potential). *Geology and oil and gas potential of the Mesozoic sedimentation basins in Siberia*. Novosibirsk: Nauka, pp. 90–104. (In Russ.)

Mchomvu I.M. (2016). 2D seismic interpretation and 2D basin modeling of hydrocarbon generation, migration and entrapment in the North Viking Graben. Norway: Norwegian University of Science and Technology, 64 p.

Oil and gas basins and regions in Siberia. Leno-Vilyuisky basin (1994). Novosibirsk: SO RAN, 107 p. (In Russ.)

Ovcharenko A.V., Ermakov B.V., Myatchin K.M., Shlezinger A.E. (2007). Seals in hydrocarbon deposits. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2, pp. 201–213. (In Russ.)

Olli I.A. (1975). Organic matter and bituminity of sedimentary deposits in Siberia. Moscow: Nauka, 135 p. (In Russ.)

Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T. (2017). Basin and petroleum system modeling. *Springer handbook of petroleum technology*. Cham: Springer, pp. 381–418. https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3_11

PetroMod Petroleum Systems Modeling (2011). Schlumberger Information Solutions. 256 p.

Polyakova I.D., Bogorodskaya L.I., Soboleva E.I. (1991). Transformation of organic matter in coal-bearing deposits of the Vilyui syneclise at great depths. *Geochemistry of oil and gas deposits in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 48–57. (In Russ.)

Polyakova I.D., Stepanenko G.F. (1991). Geochemistry of free gase from deposits of marginal depressions of the Siberian Platform. *Geochemistry of oil and gas deposits in Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 68–78. (In Russ.)

Polyansky O.P., Prokopiev A.V., Babichev A.V., Korobeynikov S.N., Reverdatto V.V. (2013). The rift origin of the Vilyui basin (East Siberia), from reconstructions of sedimentation and mechanical mathematical modeling. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(2), pp. 163–183. (In Russ.) https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.01.001

Rukovich A.V. (2001). History of formation of gas strata in the eastern part of the Vilyui syneclise and adjacent areas of the Verkhoyansk depression. *Dis. cand. geol.-min. sci.* Yakutsk, 177 p. (In Russ.)

Safronov A.F. (1992). Historical and genetic analysis of oil and gas generation: (case of the East of the Siberian platform). Yakutsk: Yakutsky nauchny centr SO RAN, 148 p. (In Russ.)

Slastenov Yu.L. (1994). Classification characteristics of clay seals in the Leno-Vilyui oil and gas area. *Uchenye zapiski YAGU. Seriya: geologiya, geografiya, biologiya*, pp. 75–99. (In Russ.)

Serra O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation. The acquisition of logging data. Amsterdam: Elsevier, 424 p.

Structural and tectonic map of oil and gas areas of the Republic of Sakha (Yakutia) (2015). 1:1500000. Yakutsk: Yakutskgeofizika. (In Russ.)

Ungerer P. (1990). State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and destruction. *Organic Geochemistry*, 16, pp. 1–25. https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90022-R

Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. (1997). Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. Berlin: Springer, 535 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2

Zueva I.N., Chalaya O.N., Safronov A.F., Kashircev V.A. (2013). Dispersed organic matter characterization and assessment oil generation potential of the Upper Liassic deposits in the Vilyui syneclise. *Nauka i obrazovanie*, 2, pp. 41–46. (In Russ.)

About the Authors

Marina O. Fedorovich – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptug Av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Alina Yu. Kosmacheva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptug Av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 30 May 2022;
Accepted 25 October 2022; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.10

УДК 553.9+553.21

Первые данные о Th–REE минерализации в магматических породах основного-ультраосновного состава западного склона Южного Урала

С.Г. Ковалев[*]*, С.С. Ковалев*

Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

В статье приводятся первые данные о редкоземельной минерализации в дифференцированных интрузиях западного склона Южного Урала. При изучении минералогии пород шуйдинского, мисаелгинского, ишлинского и лысогорского комплексов были обнаружены минералы редкоземельных элементов (РЗЭ) (монацит-(Ce) и алланит-(Ce), торит (ауэрлит, чералит)) и РЗЭ-содержащие минералы (цирконолит-(Y) и эпидот). Детальный анализ химического состава минералов показал, что магматический монацит-(Ce) и алланит-(Ce) в значительной степени отличаются от метаморфогенных аналогов, описанных ранее в различных структурно-вещественных комплексах региона. Делается вывод о том, что редкоземельное минералообразование в породах основного/ультраосновного состава обусловлено дифференциацией расплава в магматической камере. Близкие температуры образования минералов из различных комплексов (ишлинский комплекс – 958°C , шуйдинский комплекс – 950–954°C, мисаелгинский комплекс – 947–952°C) свидетельствуют о тождественности процессов формирования монацита-(Ce) и алланита-(Ce). Сравнительный анализ магматических минералов РЗЭ и метаморфогенных аналогов выявил их различие, обусловленное, по нашему мнению, химизмом среды минералообразования.

Ключевые слова: Южный Урал, дифференцированные комплексы, монацит-(Ce), алланит-(Ce), торит, ауэрлит, чералит, цирконолит-(Y)

Для цитирования: Ковалев С.Г., Ковалев С.С. (2023). Первые данные о Th–REE минерализации в магматических породах основного-ультраосновного состава западного склона Южного Урала. *Георесурсы,* 25(1), с. 95–107. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.10

Введение

В настоящее время известно более 70 собственно редкоземельных минералов и около 280 минералов, в которые они входят в качестве примесей. В мировой литературе активно рассматриваются вопросы метаморфогенного генезиса минералов редкоземельных элементов (РЗЭ) (Савко и др., 2010; Gibson et al., 2004; Tomkins, Pattison, 2007; Wing et al., 2003 и др.). Большое количество публикаций посвящено редкоземельному минералообразованию в породах, представляющих собой рудные, либо рудоносные формации на этот вид минерального сырья (карбонатиты, недосыщенные кремнеземом щелочные породы, щелочные и глиноземистые граниты, пегматиты и оксидно-фосфатные месторождения железо-титановых руд) (Кулешевич, Дмитриева, 2012; Anenburg et al., 2015 и др.). В то же время, данные о редкоземельных и ториевых минералах в породах базит/гипербазитового состава нормальной щелочности в мировой литературе практически полностью отсутствуют. В последнее время нами был получен новый материал о Th–REE минерализации в магматических породах основного/ультраосновного состава западного склона Южного Урала, восполняющий этот пробел. Целью данного исследования является характеристика видового разнообразия Th–REE минералов в породах основного/ультраосновного состава и выяснение условий и механизмов их образования.

Методы исследования

Минералы были изучены на растровом электронном микроскопе РЭММА-202М с рентгеновским энерго-дисперсионным спектрометром LZ-5 (SiLi детектор, разрешение 140 ev) и детекторами вторичных (SE) и отраженных (СООМРО) электронов в Институте минералогии УрО РАН (г. Миасс, аналитик В.А. Котляров). При проведении количественного анализа в точке применялось ускоряющее напряжение 20–30 кВ при токах зонда от 4 до 6 nA. При анализе состава минералов использовались стандарты чистых металлов (Micro-Analysis Consultants LT, LTD, X-RAY Microprobe standards, Registered Stsndard Number 1362) или стандарты синтетических (или природных) минералов (Astimex Scietific Limited, Mineral Mount Serial N0:01-044).

Кроме того, минералы лысогорского и мисаелгинского комплексов изучались на сканирующем электронном микроскопе Tescan Vega Compact с энерго-дисперсионным анализатором Xplorer Oxford Instruments (ИГ УФИЦ РАН, Уфа). Обработка спектров производилась автоматически при помощи программного пакета AzTec One с использованием методики TrueQ. При съёмке использованы следующие установки: ускоряющее напряжение – 20 кВ, ток зонда – 4 нА, время накопления спектра в точке – 60 сек в режиме «Point&ID», диаметр пучка ~ 3 мкм. При анализе использовался встроенный комплект эталонов Oxford

[*] Ответственный автор: Сергей Григорьевич Ковалев
e-mail: kovalev@anrb.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Instruments Standards, представленный природными и синтетическими соединениями.

Концентрации редкоземельных элементов, урана и тория определены методом ICP-MS в ЦИИ ВСЕГЕИ (г. Санкт-Петербург). Методика выполнения измерений обеспечивает с вероятностью P = 0,95 получение результатов анализа с погрешностью, не превышающей значений, приведенных в ОСТ 41-08-214-04 для III категории точности. Анализ подготовленных растворов проводили на приборах «ELAN-6100 DRC» и «Agilent 7700» с использованием компьютерной программы обработки данных «TOTALQUANT».

Геолого-геохимическая характеристика

Магматические комплексы основного/ультраосновного состава, распространенные в пределах западного склона Южного Урала, являются южным продолжением зоны распространения аналогичных пород Урала, приуроченной к Западно-Уральскому поднятию. Характерной чертой этого типа магматизма в регионе является широкое распространение дифференцированных тел различной мощности (от 15–25 м и до более чем 200 м) (Алексеев и др., 2000, 2003; Сазонова и др., 2011; Носова и др.. 2012).

Шуйдинский комплекс распространен среди отложений бурзянской серии (RF_1) в районе Бакальского рудного поля (рис. 1). Он объединяет асимметрично и симметрично дифференцированные тела переменной (15–30 м) мощности. Асимметрично построенный силл мощностью около 30 м был изучен в естественном обнажении (Алексеев и др., 2003). Сложен он оливиновыми клинопироксенитами (рис. 2, в), оливиновыми вебстеритами, двупироксеновыми габбро-долеритами и характеризуется наличием двух горизонтов: верхнего (основного) и нижнего (ультраосновного).

Породы ультраосновного горизонта представлены тёмно-зелёными разновидностями массивной текстуры с равномернозернистой, порфировидной или порфировой структурой. Минеральный состав включает: оливин, ортопироксен, клинопироксен, амфибол, плагиоклаз, магнетит, хромшпинелид, ильменит, сульфиды (пентландит, зигенит, галенит, халькопирит, пирротин и пирит) и апатит.

Верхний горизонт неоднороден по количественно-минеральному составу слагающих его пород. Они изменяются от вебстеритов, через промежуточные разности, до двупироксеновых габбро-долеритов и их лейкократовых разновидностей.

Мисаелгинский комплекс представлен двумя дифференцированными телами мощностью 45 и более 216 м, расположенными в юго-западной части тараташского метаморфического комплекса (рис. 1) (Алексеев и др., 2000). В их сложении участвуют: порфировидные оливиновые долериты (в эндоконтактовых зонах), среднезернистые оливиновые пироксениты (рис. 2, б), габбро-долериты и феррогаббро-долериты. В интрузиве выделены следующие горизонты (снизу вверх): нижняя эндоконтактовая зона мощностью около 2 м, ультраосновной горизонт – 110–112 м и габбровый горизонт – 100–110 м.

Нижняя эндоконтактовая зона сложена порфировидными оливиновыми долеритами со среднезернистой порфировидной структурой и массивной текстурой. Минеральный состав включает: оливин, ортопироксен, клинопироксен, плагиоклаз, бурую роговую обманку, биотит, магнетит, титаномагнетит, ильменит, сульфиды, апатит, титанит.

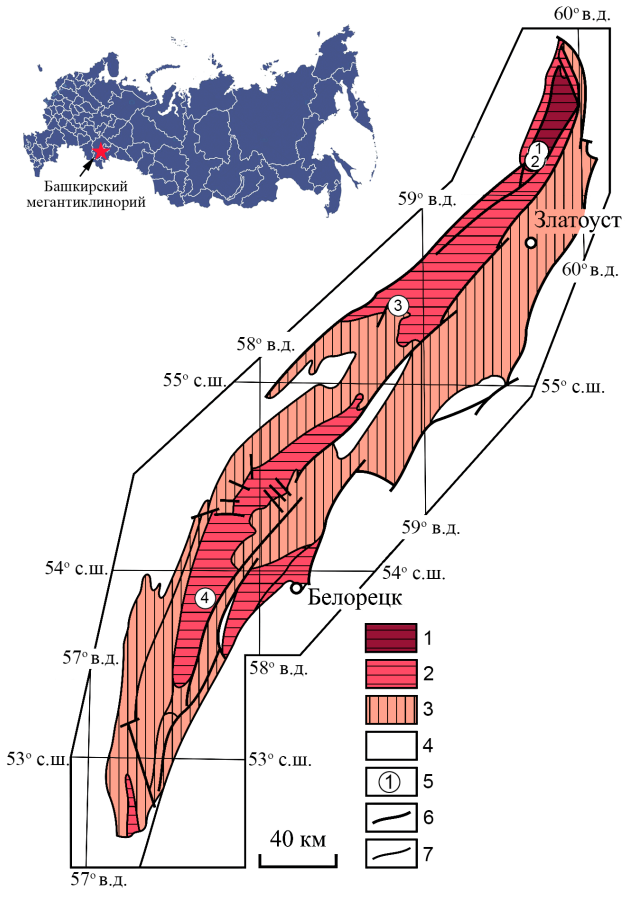


Рис. 1. Геологическая схема распространения дифференцированных комплексов в пределах Башкирского мегантиклинория. 1 – архейско-протерозойские отложения; 2 – нижнерифейские отложения; 3 – среднерифейские отложения; 4 – палеозойские отложения; 5 – тела дифференцированных комплексов (1 – мисаелгинский комплекс; 2 – лысогорский комплекс; 3 – шуйдинский комплекс; 4 – ишлинский комплекс); 6 – тектонические границы; 7 – стратиграфические границы

Ультраосновной горизонт представлен среднезернистыми оливиновыми пироксенитами и вебстеритами, микроструктурные особенности и минеральный состав которых изменяются (постепенно) в зависимости от местоположения в разрезе. В сложении пород участвуют оливин, ортопироксен, клинопироксен, плагиоклаз, биотит, магнетит, ильменит (пикроильменит), хромшпинелид (хроммагнетит), халькопирит, пирротин, пентландит.

Габбровый горизонт сложен типичными габбро (рис. 2, а), феррогаббро-долеритами, их более лейкократовыми разновидностями до жильных плагиогранитов. Минеральный состав включает клинопироксен, плагиоклаз, амфибол, биотит, магнетит, титаномагнетит, сульфиды (при преобладании пирита). В верхних частях тела присутствуют прожилки плагиогранитного состава мощностью 5–10 см, сложенные плагиоклазом № 4–46 в количестве до 40–60 %, серицитом, магнетитом и апатитом, которые являются наиболее кислымы дериватами магмы, сформировавшей интрузив.

Ишлинский комплекс представлен тремя разобщенными выходами («Курманайская дайка», Ишлинские оливиновые пироксениты и оливиновые пироксениты

руч. Интурат), протягивающимися в субмеридиональном направлении более чем на 8–10 км (рис. 1). Для пород характерны порфировидные, неравномернозернистые, часто пойкилитовые, близкие к кумулятивным структуры, с идиоморфными и субидиоморфными кристаллами оливина (20–50 об.%) и пироксенов (40–50 об.%), «сцементированные» ксеноморфными и субидиоморфными кристаллами основного плагиоклаза (рис. 2, г). Размер зерен темноцветных минералов меняется от 2,0–2,5 мм до сотых долей мм. В качестве второстепенных минералов присутствуют высокомагнезиальный биотит и коричневая роговая обманка. Акцессорные минералы – апатит, ильменит, магнетит, хромшпинелид.

Интрузивные тела **лысогорского комплекса** расположены среди кристаллических сланцев тараташского комплекса (рис. 1). К настоящему времени известно не менее 8 тел, вскрытых на Лысогорском, Куватальском, Магнитном и Шигирском участках. Интрузивные массивы образуют обычно полого падающие на запад, либо восток дайкоподобные секущие тела.

В сложении комплекса участвуют: порфировидные оливиновые пироксениты, мелко- и среднезернистые пироксениты, биотитовые и субщелочные долериты. Порфировидные оливиновые пироксениты образуют нижнюю и верхнюю эндоконтактовые зоны мощностью первые десятки см, а также нижний горизонт мощностью до 2–3 м (рис. 2, д, е). Основная масса пород сложена мелко- и среднезернистыми пироксенитами с зонами шлиро-такситовых пироксенитов, в которых присутствуют прожилки и обособления субщелочных долеритов и эссекситов.

Шлирово-такситовая текстура обусловлена «пятнистым» распределением агрегатов темноцветных минералов, не имеющих четких границ с основной массой пород. Прожилки и обособления кислого материала присутствуют практически по всему разрезу тел, но наблюдается тенденция к увеличению их количества и сгущению в верхних, прикровельных горизонтах. В зонах такситовых пироксенитов фиксируются мелкие (не более 2–3 см), округлые обломки гиперстен- и оливинсодержащих базальтов и реже ксенолиты ороговикованных и слабо метаморфизованных вмещающих пород. Минеральный состав включает: оливин, ортопироксен, клинопироксен, плагиоклаз, биотит, керсутит, магнетит, титаномагнетит, халькопирит, пирротин и пентландит. В лейкократовых обособлениях фиксируются плагиоклаз, клинопироксен, роговая обманка, биотит, калиевый полевой шпат, альбит, кварц, иногда щелочной амфибол (рибекит).

Распределение РЗЭ в дифференцированных комплексах характеризуется определенным своеобразием. В породах мисаелгинского комплекса степень фракционирования РЗЭ (среднее для габброидов – La_n/Lu_n – 10,7, Ce_n/Yb_n – 9,1; среднее для пироксенитов – 8,2, 7,3, соответственно), а также фракционирование легкой (La_n/Sm_n для габброидов – 2,2, пироксенитов – 2,0) и тяжелой (Gd_n/Yb_n

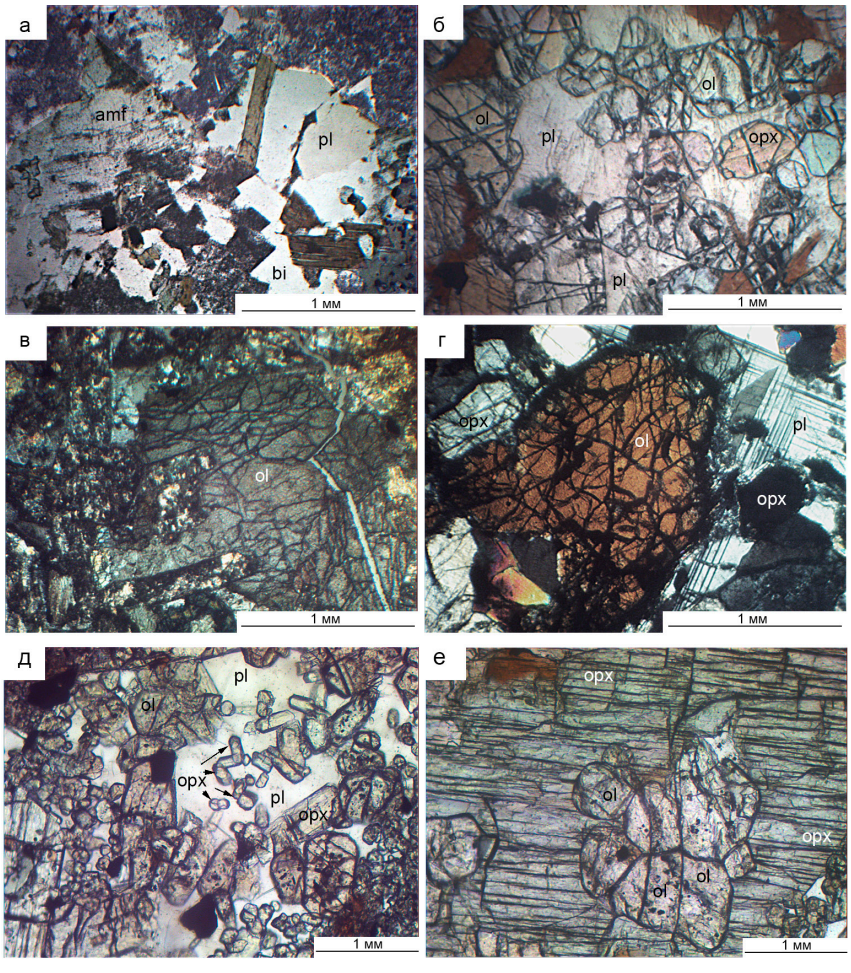


Рис. 2. Микрофотографии пород дифференцированных комплексов. а, б – мисаелгинский комплекс (а – габбро; б – оливиновый пироксенит); в – шуйдинский комплекс, оливиновый клинопироксенит; г – ишлинский комплекс, оливиновый вебстерит; д, е – лысогорский комплекс, оливиновый вебстерит. am – амфибол, pl – плагиоклаз, bi – биотит, ol – оливин, opx – ортопироксен

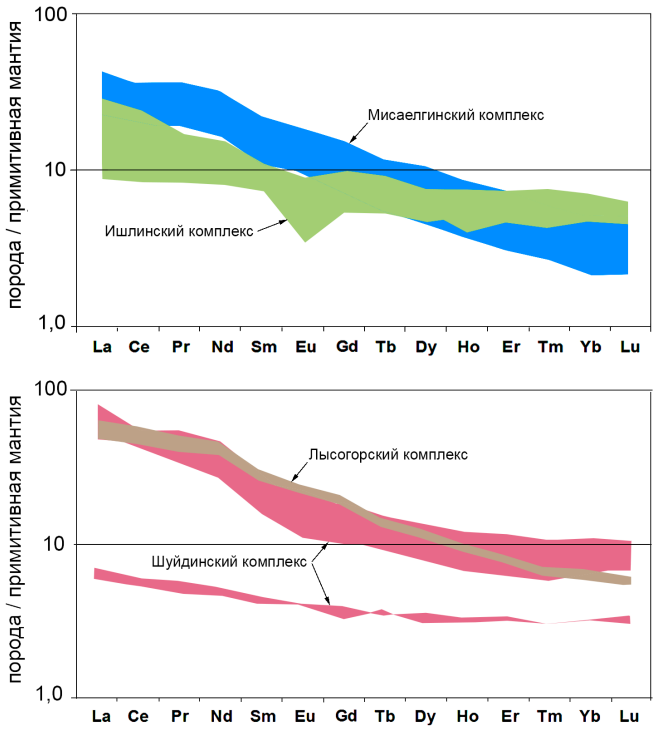


Рис. 3. Графики нормализованных содержаний РЗЭ в породах дифференцированных комплексов западного склона Южного Урала. Примитивная мантия по (McDonough, Sun, 1995)

для габброидов – 3,28, для пироксенитов – 3,06) групп, свидетельствует об их «инертном» поведении при внутрикамерной дифференциации расплава, что хорошо видно на рис. 3. Лишь на заключительных этапах остаточный расплав резко обогащается всей группой РЗЭ.

Для пород ишлинского комплекса присущ четко выраженный европиевый минимум, меньшая дифференцированность РЗЭ (рис. 3) и переменчивые индикаторные отношения. В частности, La_n/Lu_n изменяется от 1,84 до 6,32; Ce_n/Yb_n – от 1,64 до 3,88; La_n/Sm_n – 1,16 до 2,76, а Gd_n/Yb_n – от 0,67 до 1,43, что в целом свидетельствует о повышенной миграционной способности редкоземельных элементов в процессе становления массивов.

Основные геохимические характеристики пород лысогорского комплекса: La_n/Lu_n – 8,52–10,38; Ce_n/Yb_n – 7,35–8,55; La_n/Sm_n – 1,7–2,1; Gd_n/Yb_n – 2,9–3,1 близки к аналогам мисаелгинского комплекса (рис. 3). Для них характерна значительная дифференциация как легкой, так и тяжелой групп РЗЭ.

Нормализованное распределение редкоземельных элементов в породах шуйдинского комплекса резко отлично от пород, охарактеризованных выше (рис. 3). Если распределение РЗЭ и показатели их дифференцированности в габброидах (La_n/Lu_n – 7,94; Ce_n/Yb_n – 6,2; La_n/Sm_n – 2,99; Gd_n/Yb_n – 1,77) близки к аналогам из других комплексов, то породы ультраосновного горизонта резко отличаются как по количественным характеристикам (рис. 3), так и по показателям дифференцированности РЗЭ (La_n/Lu_n – 1,91; Ce_n/Yb_n – 1,75; La_n/Sm_n – 1,46; Gd_n/Yb_n – 1,13).

Таким образом, нормализованное распределение редкоземельных элементов и индикаторные отношения в породах дифференцированных комплексов подчеркивают, с одной стороны, сходство процессов распределения РЗЭ (мисаелгинский, лысогорский комплексы), с другой – резкое отличие (ишлинский и шуйдинский комплексы), которое обусловлено условиями кристаллизации расплавов в промежуточных камерах и отчасти, возможно, степенью их метаморфических преобразований.

Содержания и распределение тория и урана в породах комплексов служат геохимическими показателями особенностей минералообразующих процессов. Так в породах Ишлинского комплекса среднее содержание Th и U составляет 1,57 и 0,38 г/т при разбросе значений от 1,0 до 2,6 и от 0,3 до 0,5 г/т, соответственно. На диаграмме U–Th (рис. 4) точки содержаний этих элементов в породах комплекса образуют локальное поле с четко проявленной прямой зависимостью и коэффициентом аппроксимации 0,86. При этом среднее значение Th/U равно 4,31, что очень близко к среднему показателю, характерному для базитов и ультрабазитов – 4,0 по (Григорьев, 2009). В базитах мисаелгинского комплекса средние содержания тория составляет 1,31 г/т при разбросе значений от 0,99 г/т до 1,8 г/т, урана – 0,25 г/т при разбросе от 0,2 г/т до 0,38 г/т. В ультрабазитах аналогичные показатели характеризуются следующими величинами: Th – 1,07 г/т (от 0,83 до 1,78 г/т), U – 0,24 г/т (от 0,16 до 0,41 г/т) при среднем содержании по ультраосновному горизонту Th – 1,07 г/т, U – 0,24 г/т. Среднее значение Th/U по комплексу составляет 4,83.

На диаграмме U–Th (рис. 4) точки содержаний этих элементов в породах комплекса также, как и в описанном выше ишлинском комплексе, группируются в локальное поле с чётко проявленной прямой зависимостью и коэффициентом аппроксимации 0,84. Для пород лысогорского комплекса характерен значительный разброс в

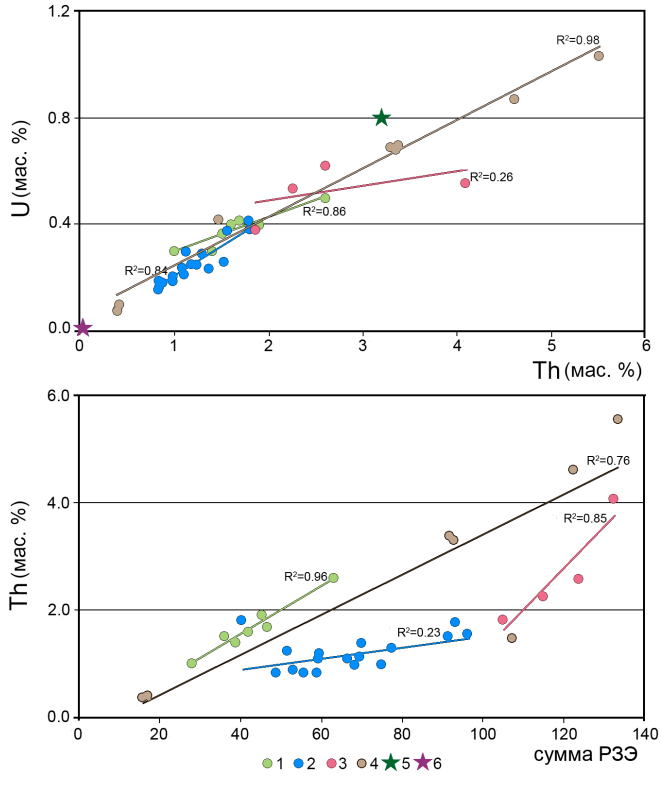


Рис. 4. Диаграммы U–Th и сумма РЗЭ–Th для дифференцированных комплексов западного склона Южного Урала. 1 – ишлинский комплекс; 2 – мисаелгинский комплекс; 3 – лысогорский комплекс; 4 – шуйдинский комплекс; 5 – среднее содержание элементов в основных породах; 6 – среднее содержание элементов в ультраосновных породах. 5, 6 – по (Григорьев, 2009)

содержаниях Th (1,85–4,1 г/т при среднем значении 2,7 г/т) и относительно стабильные содержания U (среднее 0,53 г/т при разбросе от 0,38 до 0,62 г/т). Среднее значение Th/U составляет 5,11, что превышает Th/U, характерное для пород основного и ультраосновного состава. На диаграмме U–Th (рис. 4) точки содержаний урана и тория располагаются безсистемно с коэффициентом аппроксимации 0,23. Базиты шуйдинского комплекса несколько обогащены Th (среднее – 3,73 г/т) и U (среднее – 0,75 г/т) по сравнению с породами ультраосновного горизонта (1,88 и 0,39 г/т, соответственно). При этом $Th/U_{сред.}$ составляет 4,71. Как видно из диаграммы U–Th (рис. 4), для шуйдинского комплекса характерен максимальный разброс значений, но при этом прямая зависимость между количествами урана и тория характеризуется коэффициентом аппроксимации, близким к идеальному – 0,98.

Интересные закономерности выявляются на диаграмме Th–сумма РЗЭ, из анализа которой следует, что во всех описываемых комплексах (за исключением мисаелгинского) наблюдается нормальная прямая зависимость между содержаниями компонентов. В мисаелгинском комплексе эта зависимость отсутствует. Если мы обратимся к диаграмме нормализованных содержаний РЗЭ в породах комплексов (рис. 3), то увидим, что это единственный комплекс, в котором в процессе дифференциации расплава разделения РЗЭ не произошло. Таким образом диаграмма свидетельствует, что в процессе внутрикамерной дифференциации расплава поведение тория и редкоземельных элементов взаимосвязано и взаимозависимо.

Торий–редкоземельная минерализация

При детальном изучении пород в описанных выше комплексах были обнаружены как собственные минералы редкоземельных элементов и тория – монацит-(Ce), алланит-(Ce), торит, так и РЗЭ-содержащие минералы (эпидот, цирконолит, апатит, циркон).

Монацит-(Ce) представлен мелкими (5–8 мкм) в различной степени ограненными кристаллами призматического габитуса (рис. 5, а–г, л).

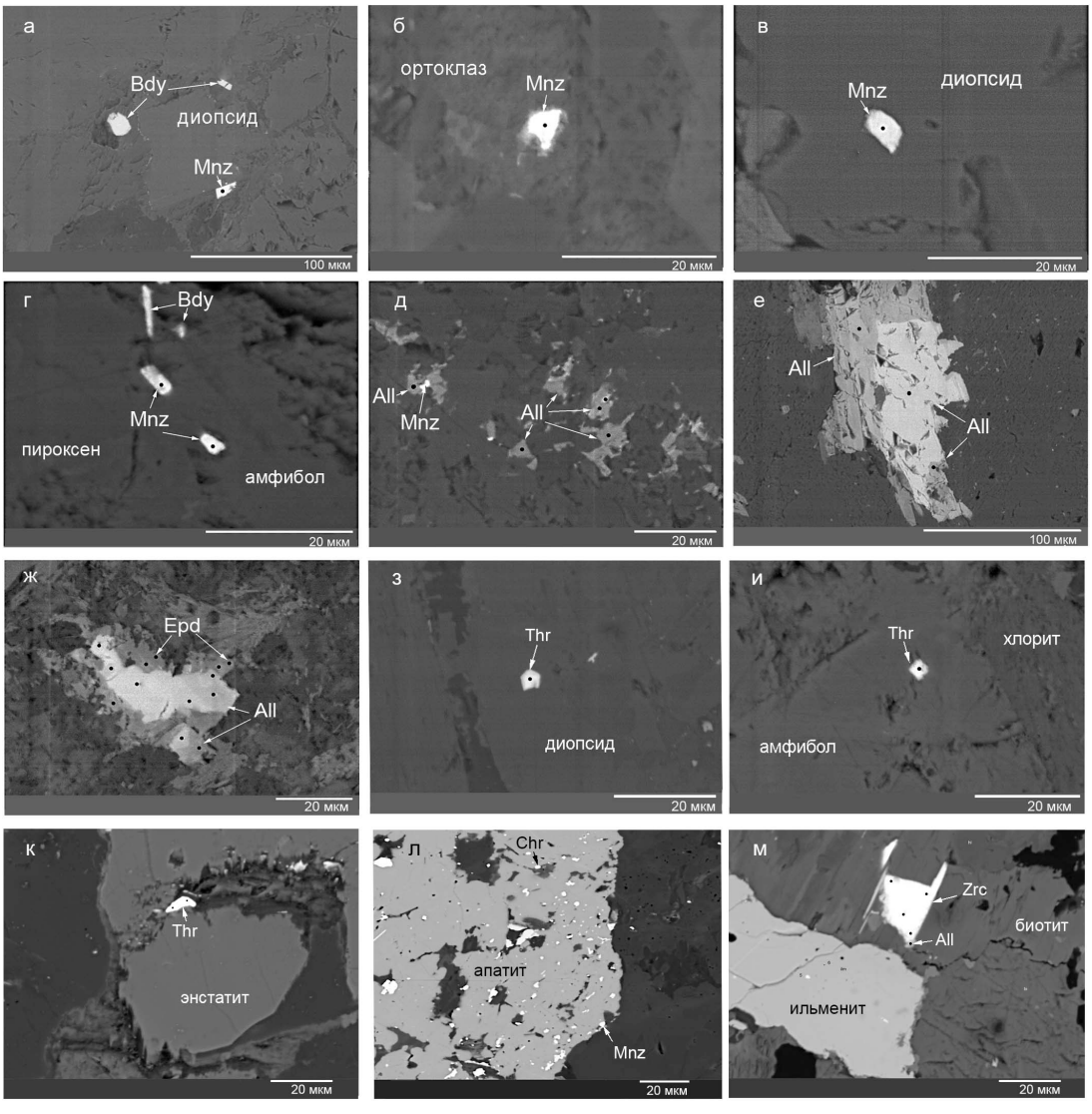


Рис. 5. Микрофотографии редкоземельных и ториевых минералов дифференцированных интрузий западного склона Южного Урала. а – ишлинский комплекс, оливиновый клинопироксенит; б, в – шуйдинский комплекс, габбро-долерит; г – мисаелгинский комплекс, габбро-долерит; д – ишлинский комплекс, оливиновый клинопироксенит; е – шуйдинский комплекс, вебстерит; ж – шуйдинский комплекс, габбро-долерит; з – мисаелгинский комплекс, габбро-долерит; и – мисаелгинский комплекс, габбро-долерит; к – шуйдинский коплекс, оливиновыый вебстерит; л – ишлинский комплекс, оливиновый клинопироксенит; м – шуйдинский комплекс, габбро-долерит. Mnz – монацит; All – алланит; Thr – торит; Zrc – цирконолит; Cher – чералит; Epd – эпидот; Bdy – бадделеит; Pyr – пирит; Ilm – ильменит

Все обнаруженные монациты относятся к цериевой разновидности $Ce_2O_3 \geq La_2O_3 (\pm Sm_2O_3) + Pr_2O_3 + Nd_2O_3$, а в составе минерала из пород мисаелгинского и лысогорского комплексов появляются значимые содержания Sm_2O_3 (табл. 1). Кроме того, в породах ишлинского и лысогорского комплексов установлены высокоториевые монациты (табл. 1). Ранее близкие образования были описаны в альпийских пегматитах (Grammacioli, Segalstad, 1978; Bowles et al., 1980) и в мигматитах восточной Антарктиды (Gordon, 1995).

Торит встречается практически во всех изученных породах в виде выделений различной формы с максимальными размерами отдельных индивидов до 10–15 мкм часто в ассоциации с цирконом (рис. 6). Максимальное количество РЗЭ (La + Ce + Pr + Nd) в минерале составляет 11,06–11,95 мас. % (табл. 2). Среди разновидностей минерала установлены ауэрлит, чералит и ураноторит, обнаруженные в виде мелких (3–5 мкм) выделений (рис. 5, з–л).

Взаимоотношения между монацитом и торитом при кристаллизации расплава хорошо иллюстрируются диаграммой монацит–чералит–хаттонит (рис. 6, а), на которой видно, что в первую очередь реализуется реакция $Th^{4+} + Si^{4+} \leftrightarrow РЗЭ^{3+} + P^{5+}$, в то время как изоморфизм кальция (реакция $Th^{4+} + Ca^{2+} \leftrightarrow 2REE^{3+}$), выражен гораздо слабее. Кроме того, торит изоморфен с цирконом. Как видно из рисунка 6, б, распределение тория в кристаллах циркона крайне неравномерно (рис. 6) и варьирует от 0 до 5,06–6,5 мас. % (максимально до 26,3 мас. %). При этом в составе циркона установлены редкоземельные элементы (Ce – 0,58–0,67 мас. % и Nd – 0,36–0,38 мас. %), то есть, циркон в процессе магматической дифференциации также является минералом – концентратором РЗЭ.

Цирконолит-(Y) обнаружен в породах лысогорского комплекса в виде кристаллов призматического габитуса размером до 20 мкм (рис. 5, м). Сумма РЗЭ + Y + Th +U в минерале колеблется в узких пределах, составляя 5,18–5,4 мас. % (табл. 3). В магматических породах нормальной щелочности цирконолит-(Y) впервые был установлен Э.М. Спиридоновым с соавторами в аюдагских габброидах (Республика Крым), где он слагает призматические кристаллы длиной до 80 микрон и их срастания. Его химизм близок к описываемым здесь минералам (Спиридонов и др., 2018).

Алланит-(Ce) обнаружен во всех исследованных породах. Он встречается в виде агрегатов неправильной формы, сложенных таблитчатыми кристаллами с размерами отдельных индивидов до 50 мкм (рис. 5, д, е, ж). Как правило, по периферии таких агрегатов развивается эпидот $(Al_{2,11}Fe_{0,85})_{2,97} (Ca_{1,71}Mg_{0,01})_{1,81} Si_{3,22} O_{12,00}$ (рис. 5, ж). Кроме того, алланит-(Ce) встречается в виде отдельных кристаллов (рис. 4, и), парагенетических срастаний с эпидотом $(Al_{1,83}Fe_{1,03})_{2,87} (Ca_{1,54}Mg_{0,26})_{1,80} Si_{3,33}O_{12,00}$ (рис. 5, з) и в единичном случае в виде срастаний с монацитом (рис. 5, д). Все обнаруженные минералы относятся к цериевой разновидности $Ce_2O_3 \geq La_2O_3 + Pr_2O_3 + Nd_2O_3$ со значительными вариациями отдельных компонентов (мас. %: SiO_2 – 32,72–38,85; TiO_2 – 0,75–1,9; Al_2O_3 – 12,69–25,04; FeO – 6,84–15,81; MgO – 0,17–1,04; CaO – 9,42–19,31; MnO – 0,01–0,49) (табл. 4).

Эта закономерность хорошо выражена на диаграмме $REE+Th+Y–Al_{общ.}$, на которой точки составов минералов образуют вертикальный тренд (рис. 7, б). При этом в процессе кристаллизации увеличивается степень окисленности железа. Факт уменьшения суммарного содержания РЗЭ в алланите от ядра к кайме, которая часто представляет собой эпидот с низким содержанием РЗЭ, установлен давно для гранитных пород и пегматитов (Ферсман, 1931).

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8
SiO_2	3,71	2,87	–	10,07	4,86	5,62	9,33	–
FeO	–	–	–		–	–	0,68	1,26
MgO	–	–	–		–	–	4,13	–
P_2O_5	24,86	29,11	30,48	16,78	25,52	27,79	29,9	32,18
CaO	0,63	0,34	0,39	4,92	1,47	1,75	11,25	19,04
La_2O_3	16,4	19,45	15,29	8,79	17,22	17,37	14,82	7,91
Ce_2O_3	28,97	33,83	35,66	17,16	31,15	30,02	26,72	17,2
Sm_2O_3	–	–	–		0,4	0,36	0,99	1,11
Pr_2O_3	3,64	3,78	0	2,08	4,65	2,81	2,67	2,21
Nd_2O_3	5,15	6,61	10,13	4,83	5,45	5,49	9,48	8,71
ThO_2	15,69	3,09	2,95	27,04	8,36	7,98	–	–
PbO_2	–	–	4,16		–	–	–	–
Сумма	99,05	99,08	99,06	93,27	99,08	99,19	100,64	99,35

1. $(Ce_{0,435} La_{0,248} Th_{0,146} Nd_{0,075} Pr_{0,054} Ca_{0,028} Si_{0,014})_{1,0} (P_{0,862} Si_{0,138})_{1,0} O_{4,0}$
2. $(Ce_{0,478} La_{0,277} Nd_{0,091} Si_{0,061} Pr_{0,053} Th_{0,027} Ca_{0,014})_{1,0} (P_{0,950} Si_{0,050})_{1,0} O_{4,0}$
3. $(Ce_{0,520} La_{0,224} Nd_{0,144} Pb_{0,042} Th_{0,027} Ca_{0,017})_{1,0} P_{1,0} O_{4,0}$
4. $(Ce_{0,430} La_{0,239} Ca_{0,119} Nd_{0,073} Th_{0,072} Pr_{0,064} Sm_{0,005})_{1,0} (P_{0,814} Si_{0,183})_{1,0} O_{4,0}$
5. $(Ce_{0,412} La_{0,240} Si_{0,093} Nd_{0,074} Ca_{0,070} Th_{0,068} Pr_{0,038} Sm_{0,005})_{1,0} (P_{0,882} Si_{0,118})_{1,0} O_{4,0}$
6. $(Ce_{0,31} La_{0,17} Nd_{0,11} Ca_{0,38} Pr_{0,03})_{1,0} Mg_{0,19} Fe_{0,02} P_{0,79} O_{4,0}$
7. $(Ce_{0,23} La_{0,12} Nd_{0,08} Th_{0,37} Ca_{0,09} Fe_{0,07})_{0,96} (Si_{0,40} P_{0,55})_{0,95} O_{4,00}$
8. $(Ca_{0,57} Ce_{0,17} Nd_{0,09} La_{0,08} Fe_{0,03} Pr_{0,02} Sm_{0,01})_1 (P_{0,76} Si_{0,27})_{1,0} O_4$

Табл. 1. Химический состав монацита-(Ce) из дифференцированных интрузий западного склона Южного Урала (мас. %). 1 – ишлинский комплекс, 2–4 – шуйдинский комплекс, 5, 6 – мисаелгинский комплекс, 7, 8 – лысогорский комплекс. В составе №4 присутствует V_2O_5 в количестве 1,6 мас. %. Здесь и далее прочерк – содержание элемента ниже предела обнаружения

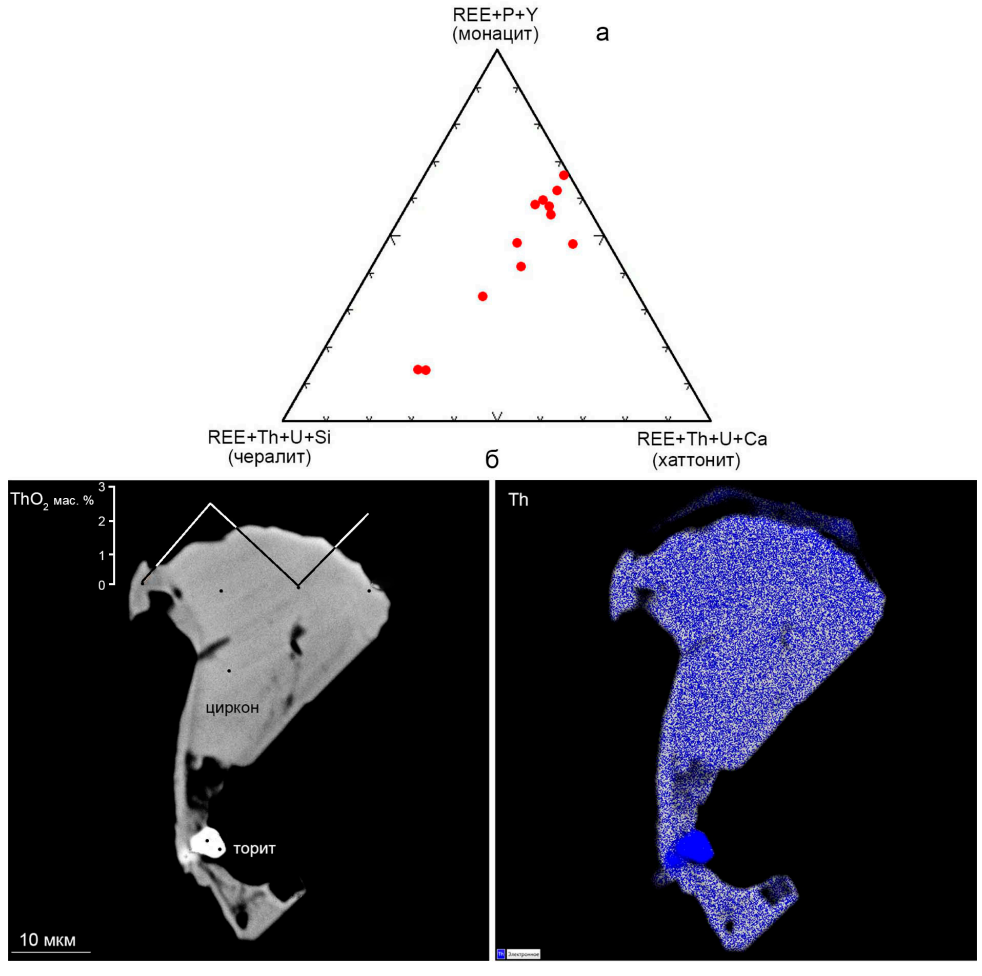


Рис. 6. Диаграмма монацит-чералит-хаттонит (а), (ф.к.) и микрофотографии ассоциации циркон-торит (б) для минералов из магматических пород западного склона Южного Урала. Пояснения в тексте

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8
SiO_2	3,71	2,87	–	10,07	4,86	5,62	9,33	–
FeO	–	–	–		–	–	0,68	1,26
MgO	–	–	–		–	–	4,13	–
P_2O_5	24,86	29,11	30,48	16,78	25,52	27,79	29,9	32,18
CaO	0,63	0,34	0,39	4,92	1,47	1,75	11,25	19,04
La_2O_3	16,4	19,45	15,29	8,79	17,22	17,37	14,82	7,91
Ce_2O_3	28,97	33,83	35,66	17,16	31,15	30,02	26,72	17,2
Sm_2O_3	–	–	–		0,4	0,36	0,99	1,11
Pr_2O_3	3,64	3,78	0	2,08	4,65	2,81	2,67	2,21
Nd_2O_3	5,15	6,61	10,13	4,83	5,45	5,49	9,48	8,71
ThO_2	15,69	3,09	2,95	27,04	8,36	7,98	–	–
PbO_2	–	–	4,16		–	–	–	–
Сумма	99,05	99,08	99,06	93,27	99,08	99,19	100,64	99,35

1. $(Ce_{0,435}\ La_{0,248}\ Th_{0,146}\ Nd_{0,075}\ Pr_{0,054}\ Ca_{0,028}\ Si_{0,014})_{1,0}\ (P_{0,862}\ Si_{0,138})_{1,0}\ O_{4,0}$
2. $(Ce_{0,478}\ La_{0,277}\ Nd_{0,091}\ Si_{0,061}\ Pr_{0,053}\ Th_{0,027}\ Ca_{0,014})_{1,0}\ (P_{0,950}\ Si_{0,050})_{1,0}\ O_{4,0}$
3. $(Ce_{0,520}\ La_{0,224}\ Nd_{0,144}\ Pb_{0,042}\ Th_{0,027}\ Ca_{0,017})_{1,0}\ P_{1,0}\ O_{4,0}$
4. $(Ce_{0,430}\ La_{0,239}\ Ca_{0,119}\ Nd_{0,073}\ Th_{0,072}\ Pr_{0,064}\ Sm_{0,005})_{1,0}\ (P_{0,814}\ Si_{0,183})_{1,0}\ O_{4,0}$
5. $(Ce_{0,412}\ La_{0,240}\ Si_{0,093}\ Nd_{0,074}\ Ca_{0,070}\ Th_{0,068}\ Pr_{0,038}\ Sm_{0,005})_{1,0}\ (P_{0,882}\ Si_{0,118})_{1,0}\ O_{4,0}$
6. $(Ce_{0,31}\ La_{0,17}\ Nd_{0,11}\ Ca_{0,38}\ Pr_{0,03})_{1,0}\ Mg_{0,19}\ Fe_{0,02}\ P_{0,79}\ O_{4,0}$
7. $(Ce_{0,23}\ La_{0,12}\ Nd_{0,08}\ Th_{0,37}\ Ca_{0,09}\ Fe_{0,07})_{0,96}\ (Si_{0,40}\ P_{0,55})_{0,95}\ O_{4,00}$
8. $(Ca_{0,57}\ Ce_{0,17}\ Nd_{0,09}\ La_{0,08}\ Fe_{0,03}\ Pr_{0,02}\ Sm_{0,01})_1\ (P_{0,76}\ Si_{0,27})_{1,0}\ O_4$

Табл. 2. Химический состав U-Th минералов из дифференцированных интрузий западного склона Южного Урала (мас. %). 1–5 – лысогорский комплекс (1, 2 – торит, 3 – чералит, 4 – ураноторит, 5 – ауэрлит), 6 – ауэрлит, ишлинский комплекс, 7 – торит, шуйдинский комплекс, 8, 9 – торит, мисаелгинский комплекс. В №4 присутствует Cr_2O_3 в количестве 1,56 мас. % и Al_2O_3 в количестве 0,49 мас. %, в №5 – Sm_2O_3 в количестве 0,74 мас. %, №7 V_2O_5 в количестве 6,97 мас. %. №8, 9 – ZrO в количестве 5,26–0,67, соответственно

№ п/п	1	2	3	4	5
MgO	–	–	–	1,46	–
Al_2O_3	–	–	–	0,45	0,76
SiO_2	–	–	0,35	–	2,18
CaO	3,91	4,7	3,87	6,39	5,82
TiO_2	32,73	32,31	31,42	31,98	32,37
FeO	9,01	9,64	8,89	9,15	11,46
Y_2O_3	4,76	4,37	4,67	2,56	2,52
ZrO_2	33,33	33,65	32,56	33,43	33,82
Nb_2O_5	–	–	1,68	–	–
La_2O_3	–	–	1,28	–	–
Ce_2O_3	4,68	5,2	5,7	1,25	1,18
Nd_2O_3	4,95	4,46	5,02	1,26	1,09
Sm_2O_3	–	–	0,74	–	–
ThO_2	2,08	3,05	2,37	6,02	5,8
U_2O_5	0,98	–	1,01	2,84	2,58
Сумма	96,43	97,38	99,56	96,79	99,58

1. $(Ca_{0,28}\ Y_{0,17}\ Nd_{0,12}\ Ce_{0,12}\ Th_{0,03}\ U_{0,01}\ )_{0,73}\ Zr_{1,10}\ Ti_{1,66}\ Fe_{0,51}\ O_{7,00}$
2. $(Ca_{0,33}\ Y_{0,15}\ Nd_{0,11}\ Th_{0,05}\ Ce_{0,13})_{0,77}\ Zr_{1,09}\ Ti_{1,61}\ Fe_{0,53}\ O_{7,00}$
3. $(Ca_{0,28}\ Y_{0,17}\ Ce_{0,14}\ Nd_{0,12}\ Th_{0,04}\ La_{0,03}\ Sm_{0,02}\ U_{0,01}\ Nb_{0,05}\ Si_{0,02})_{0,88}\ Zr_{1,06}\ Ti_{1,58}\ Fe_{0,49}\ O_{7,00}$
4. $(Ca_{0,44}\ Y_{0,09}\ Ce_{0,03}\ Th_{0,09}\ U_{0,04}\ Mg_{0,14}\ Al_{0,03}\ Nb_{0,04})_{0,90}\ Zr_{1,05}\ Ti_{1,55}\ Fe_{0,49}\ O_{7,00}$
5. $(Ca_{0,39}\ Y_{0,08}\ Th_{0,08}\ U_{0,03}\ Ce_{0,03}\ Si_{0,14}\ Al_{0,06}\ Nb_{0,03})_{0,84}\ Zr_{1,03}\ Ti_{1,53}\ Fe_{0,60}\ O_{7,00}$

Табл. 3. Химический состав цирконолита-(Y) из дифференцированных интрузий западного склона Южного Урала (мас. %)

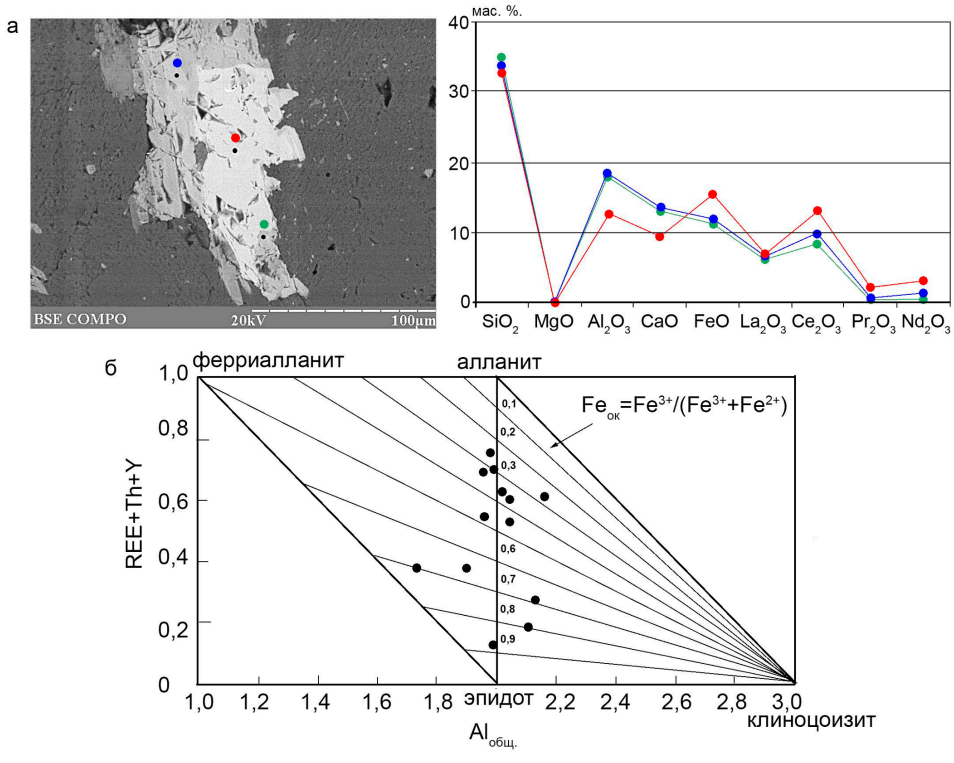


Рис. 7. Распределение окислов в алланите (а) и диаграмма REE+Th+Y–$Al_{общ}$ (б), (ф.к.) для минералов шуйдинского комплекса. б – по (Petrik et al, 1995)

Кроме того, И. Петриком с соавторами и Ф. Оберли с коллегами также для кислых пород было показано, что уменьшение РЗЭ от ядра к кайме в алланите сопровождается увеличением $Fe^{3+}/Fe_{еобщ}$ (Petrík et al., 1995; Oberli et al., 2004), что объяснялось повышенным содержанием кремнезема РЗЭ, Th и Ti (Gromet, Silver 1983; Sawka et al., 1984) в расплаве. В нашем случае увеличение количества кремнезема обусловлено процессом внутрикамерной дифференциации.

Исследование изображений алланита с помощью BSE (Backscattered Electrons), проведенное И. Петриком с соавторами, показало, что минералы имеют сложное внутреннее строение, состоящее из мозаики доменов переменной яркости. Яркие пятна интерпретируются как остатки первичного алланита, в отличие от более поздних тёмно-серых доменов, которые сформировались позже (Petrik et al., 1995). В нашем случае мы наблюдаем аналогичную картину (рис. 7, а).

№ п/п	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	FeO	MgO	CaO	MnO	La_2O_3	Ce_2O_3	Pr_2O_3	Nd_2O_3	Sm_2O_3	Сумма
1	35,64	–	23,73	8,02	1,04	15,60	–	2,33	5,28	0,79	2,04	–	94,47
2	36,08	–	25,04	6,93	0,41	16,44	–	2,04	5,20	0,44	1,89	–	94,47
3	36,24	–	25,01	6,84	0,68	15,32	0,06	2,22	5,60	1,18	2,16	–	95,31
4	33,53	–	20,79	9,84	1,03	11,39	–	4,87	10,62	1,29	3,21	–	96,57
5	36,22	–	24,83	7,53	0,62	16,54	0,01	2,29	5,21	0,75	2,01	–	96,01
6	33,74	–	18,60	11,88	0,17	13,48	–	6,50	9,83	0,77	1,47	–	96,44
7	32,72	1,90	12,69	15,53	0,03	9,42	–	6,41	13,23	2,29	3,18	–	97,40
8	35,10	1,90	18,24	11,38	0,25	13,36	–	6,53	8,71	0,46	0,62	–	96,55
9	35,38	–	16,49	15,72	0,25	16,72	–	2,38	7,09	1,07	1,16	–	96,26
10	33,48	–	17,78	12,00	0,17	11,35	0,26	4,72	11,11	1,19	3,05	–	95,11
11	32,52	–	17,44	12,87	0,38	10,08	0,49	5,81	11,1	1,61	2,96	–	95,26
12	33,44	0,75	18,48	12,1	–	12,33	0,07	3,86	8,90	1,92	2,87	–	94,72
13	33,54	–	17,68	12,89	0,01	11,91	0,17	5,36	9,86	2,25	2,72	–	96,39
14	33,80	–	19,03	12,54	0,25	13,79	0,31	4,32	8,00	1,02	2,46	–	95,52
15	36,78	–	17,35	12,07	0,12	13,87	0,10	3,18	6,20	0,34	1,26	–	91,27
16	36,82	–	20,95	12,40	–	18,55	–	1,29	2,94	0,52	1,08	–	94,55
17	36,64	–	20,98	11,85	–	17,49	–	1,75	4,76	1,01	1,07	–	95,55
18	33,48	–	19,76	10,86	0,21	12,76	–	4,58	9,23	1,66	2,55	–	95,09
19	36,81	–	19,54	12,9	0,22	19,31	–	0,62	2,07	0,59	0,66	–	92,72
20	38,85	–	21,31	11,41	0,18	18,39	–	2,80	4,09	–	0,67	–	97,70
21	31,38	1,22	13,94	15,81	0,87	10,30	–	8,66	13,22	1,52	1,82	–	98,74
22	33,48	6,61	16,02	17,45	2,21	11,73	0,59	–	4,72	0,96	3,81	0,83	98,41
23	37,1	–	19,94	12,01	–	13,99	–	2,92	6,92	0,73	3,53	0,56	97,7

1. $(Ce_{0,167}\ Mg_{0,134}\ Ca_{1,447}\ La_{0,074}\ Nd_{0,063}\ Pr_{0,025})_{1,911}\ (Al_{2,422}\ Fe_{0,581})_{3,003}\ Si_{3,086}\ O_{12,0}(OH)$
2. $(Ce_{0,164}\ Ca_{1,514}\ La_{0,065}\ Nd_{0,058}\ Mg_{0,053}\ Pr_{0,014})_{1,866}\ (Al_{2,536}\ Fe_{0,498})_{3,034}\ Si_{3,100}\ O_{12,0}(OH)$
3. $(Ce_{0,176}\ Ca_{1,412}\ Mg_{0,087}\ La_{0,070}\ Nd_{0,066}\ Pr_{0,037}\ Mn_{0,004})_{1,854}\ (Al_{2,536}\ Fe_{0,492})_{3,028}\ Si_{3,118}\ O_{12,0}(OH)$
4. $(Ce_{0,356}\ La_{0,165}\ Ca_{1,118}\ Nd_{0,105}\ Mg_{0,141}\ Pr_{0,043})_{1,928}\ (Al_{2,245}\ Fe_{0,754})_{3,000}\ Si_{3,072}\ O_{12,0}(OH)$
5. $(Ce_{0,162}\ Ca_{1,505}\ Mg_{0,079}\ La_{0,072}\ Nd_{0,061}\ Pr_{0,023}\ Mn_{0,001})_{1,903}\ (Al_{2,486}\ Fe_{0,535})_{3,021}\ Si_{3,077}\ O_{12,0}(OH)$
6. $(Ce_{0,331}\ Ca_{1,327}\ La_{0,220}\ Nd_{0,048}\ Pr_{0,026}\ Mg_{0,023})_{1,975}\ (Al_{2,014}\ Fe_{0,913})_{2,926}\ Si_{3,099}\ O_{12,0}(OH)$
7. $(Ce_{0,476}\ Ca_{0,992}\ La_{0,232}\ Nd_{0,112}\ Pr_{0,082}\ Mg_{0,004})_{1,898}\ (Al_{1,470}\ Fe_{1,276}\ Ti_{0,140})_{2,887}\ Si_{3,215}\ O_{12,0}(OH)$
8. $(Ce_{0,289}\ La_{0,218}\ Ca_{1,298}\ Nd_{0,020}\ Pr_{0,015}\ Mg_{0,034})_{1,875}\ (Al_{1,950}\ Fe_{0,863}\ Ti_{0,130})_{2,942}\ Si_{3,183}\ O_{12,0}(OH)$
9. $(Ce_{0,229}\ Ca_{1,583}\ La_{0,078}\ Nd_{0,037}\ Pr_{0,034}\ Mg_{0,033})_{1,994}\ (Al_{1,718}\ Fe_{1,162})_{2,879}\ Si_{3,126}\ O_{12,0}(OH)$
10. $(Ce_{0,385}\ Ca_{1,152}\ La_{0,165}\ Nd_{0,103}\ Pr_{0,041}\ Mg_{0,024}\ Mn_{0,021})_{1,892}\ (Al_{1,985}\ Fe_{0,951})_{2,936}\ Si_{3,172}\ O_{12,0}(OH)$
11. $(Ce_{0,390}\ La_{0,205}\ Ca_{1,035}\ Nd_{0,101}\ Pr_{0,056}\ Mg_{0,054}\ Mn_{0,040})_{1,882}\ (Al_{1,970}\ Fe_{1,032})_{3,002}\ Si_{3,117}\ O_{12,0}(OH)$
12. $(Ce_{0,305}\ La_{0,133}\ Ca_{1,235}\ Nd_{0,096}\ Pr_{0,065}\ Ti_{0,053}\ Mn_{0,006})_{1,892}\ (Al_{2,036}\ Fe_{0,946})_{2,982}\ Si_{3,126}\ O_{12,0}(OH)$
13. $(Ce_{0,338}\ La_{0,185}\ Ca_{1,195}\ Nd_{0,091}\ Pr_{0,077}\ Mn_{0,013}\ Mg_{0,001})_{1,900}\ (Al_{1,951}\ Fe_{1,009})_{2,960}\ Si_{3,140}\ O_{12,0}(OH)$
14. $(Ce_{0,267}\ La_{0,145}\ Ca_{1,345}\ Nd_{0,080}\ Pr_{0,034}\ Mg_{0,034}\ Mn_{0,024})_{1,928}\ (Al_{2,041}\ Fe_{0,955})_{2,996}\ Si_{3,076}\ O_{12,0}(OH)$
15. $(Ce_{0,210}\ La_{0,109}\ Ca_{1,375}\ Nd_{0,042}\ Mg_{0,017}\ Pr_{0,011}\ Mn_{0,008})_{1,771}\ (Al_{1,892}\ Fe_{0,934})_{2,826}\ Si_{3,403}\ O_{12,0}(OH)$
16. $(Ca_{1,694}\ Ce_{0,092}\ La_{0,041}\ Nd_{0,033}\ Pr_{0,016})_{1,875}\ (Al_{2,104}\ Fe_{0,884})_{2,988}\ Si_{3,137}\ O_{12,0}(OH)$
17. $(Ce_{0,150}\ Ca_{1,609}\ La_{0,055}\ Pr_{0,032}\ Nd_{0,033})_{1,879}\ (Al_{2,124}\ Fe_{0,851})_{2,975}\ Si_{3,146}\ O_{12,0}(OH)$
18. $(Ce_{0,313}\ Ca_{1,266}\ La_{0,156}\ Nd_{0,084}\ Pr_{0,056}\ Mg_{0,029})_{1,904}\ (Al_{2,156}\ Fe_{0,841})_{2,997}\ Si_{3,099}\ O_{12,0}(OH)$
19. $(Ca_{1,778}\ Ce_{0,065}\ La_{0,020}\ Nd_{0,020}\ Pr_{0,018}\ Mg_{0,028})_{1,930}\ (Al_{1,979}\ Fe_{0,927})_{2,907}\ Si_{3,163}\ O_{12,0}(OH)$
20. $(Ce_{0,124}\ Ca_{1,638}\ La_{0,086}\ Nd_{0,020}\ Mg_{0,022})_{1,890}\ (Al_{2,088}\ Fe_{0,793})_{2,881}\ Si_{3,229}\ O_{12,0}(OH)$
21. $(Ce_{0,464}\ La_{0,306}\ Ca_{1,057}\ Mg_{0,124}\ Nd_{0,062}\ Pr_{0,053})_{2,066}\ (Al_{1,574}\ Fe_{1,266}\ Ti_{0,088})_{2,928}\ Si_{3,006}\ O_{12,0}(OH)$
22. $(Ca_{1,067}\ Ce_{0,147}\ Nd_{0,115}\ Pr_{0,030}\ Sm_{0,024})_{1,383}\ Ti_{0,462}\ Mg_{0,280}\ Mn_{0,191}\ (Al_{1,603}\ Fe_{1,239})_{2,841}\ (Si_{2,842}\ O_{4,00})_{3,00}\ (OH)$
23. $(Ca_{1,067}Ce_{0,147}Nd_{0,115}Pr_{0,030}Sm_{0,024})_{1,38}\ Ti_{0,42}\ Zr_{0,04}\ Mg_{0,28}\ Mn_{0,04}\ K_{0,15}\ (Al_{1,603}Fe_{1,239})_{2,84}\ Si_{2,84}\ O_{12,00}\ (OH)$

Табл. 4. Химический состав минералов РЗЭ-содержащий эпидот–алланит-(Ce) из дифференцированных интрузий западного склона Южного Урала (мас. %). 1–5 – ишлинский комплекс; 6–19 – шуйдинский комплекс; 20, 21 – мисаелгинский комплекс; 22, 23 – лысогорский комплекс

В ярких агрегатах кристаллов содержится меньше SiO_2, MgO, Al_2O_3, CaO, больше FeO, Ce_2O_3, Pr_2O_3, Nd_2O_3, при близких содержаниях La_2O_3 и TiO_2 (табл. 4). То есть, для агрегатов алланита характерна первично магматическая зональность, которая выражается в наличие ряда разновидностей алланит – РЗЭ-содержащий эпидот – эпидот.

Обсуждение результатов

Приведенный выше материал свидетельствует, что редкоземельное минералообразование в породах основного/ультраосновного состава подчиняется общим закономерностям и обусловлено, в нашем случае, процессами внутрикамерной дифференциации расплава. В связи с этим, представляется интересным провести

сравнительный анализ охарактеризованных выше минералов с метаморфогенными аналогами, описанными нами ранее в различных структурно-вещественных комплексах Башкирского мегантиклинория (Ковалев и др., 2020) для возможной оценки влияния среды минералообразования на состав формирующихся минералов. Проведенный анализ показал, что магматический монацит-(Ce) в значительной степени отличается от метаморфогенного конфигурацией графиков нормализованных содержаний редкоземельных элементов (рис. 8, а, б). Еще большее различие фиксируется на диаграмме La_n/Ce_n–La_n/Nd_n (рис. 8, в), где фигуративные точки магматических и метаморфогенных монацитов образуют различные поля. Для алланита различия между магматическими и метаморфогенными минералами не так четко выражены на диаграммах (рис. 8, г, д, е), хотя средние нормализованные отношения (La_n/Ce_n – для магматических алланитов – 1,28, для метаморфогенных – 1,09; La_n/Nd_n – для магматических алланитов – 4,6, для метаморфогенных – 2,32) различаются в значительной степени.

Принципиальные различия между магматическим и метаморфогенным алланитом видны на диаграмме Al–Fe–Ca (рис. 9), где соотношения главных компонентов в магматических и метаморфогенных минералах различаются в значительной степени, что, вероятнее всего, обусловлено гетеровалентным изоморфизмом по схеме $Ca^{2+}Al^{3+} \leftrightarrow REE^{3+}Fe^{2+}(Mg^{2+})$, но для каждой из рассматриваемых групп минералов этот изоморфизм проявляется по-разному. В частности, в метаморфогенных алланитах содержится больше Al^{3+} и меньше Fe^{2+}. Кроме того, для них характерен меньший разброс в содержаниях Ca^{2+}. При этом содержания главных компонентов в эпидотах из обеих групп практически идентичны.

Процессы магматогенного редкоземельного минералообразования в породах основного/ультраосновного состава рассматриваются нами в рамках общей модели дифференциации расплава в промежуточной камере. Как известно (Жариков, 2005), распределение лантаноидов в процессе кристаллизационной дифференциации расплава контролируется величиной коэффициента распределения (D^{SL}) в системе минерал–расплав. Кристаллизация всех основных породообразующих минералов описываемых интрузий (оливин, орто- и клинопироксен, плагиоклаз) приводит к обогащению остаточного расплава РЗЭ, что четко фиксируется в распределении их средних сумм по разрезам тел (шуйдинский комплекс: пироксениты – 16,5 г/т, габброиды – 106,3 г/т; мисаелгинский комплекс: пироксениты – 72,1 г/т, габбро – 56,8 г/т, плагиограниты – 401,7). При этом обогащение редкоземельными элементами возможно не только в объеме всей камеры, но и в локальных объемах, где формируются градиенты концентраций, что при снижении температуры приводит к кристаллизации минералов РЗЭ. Рассчитанные по методике (Montel, 1993) температуры образования монацитов составляют: ишлинский комплекс – 958°С , мисаелгинский комплекс – 947–952°С. Близость температур

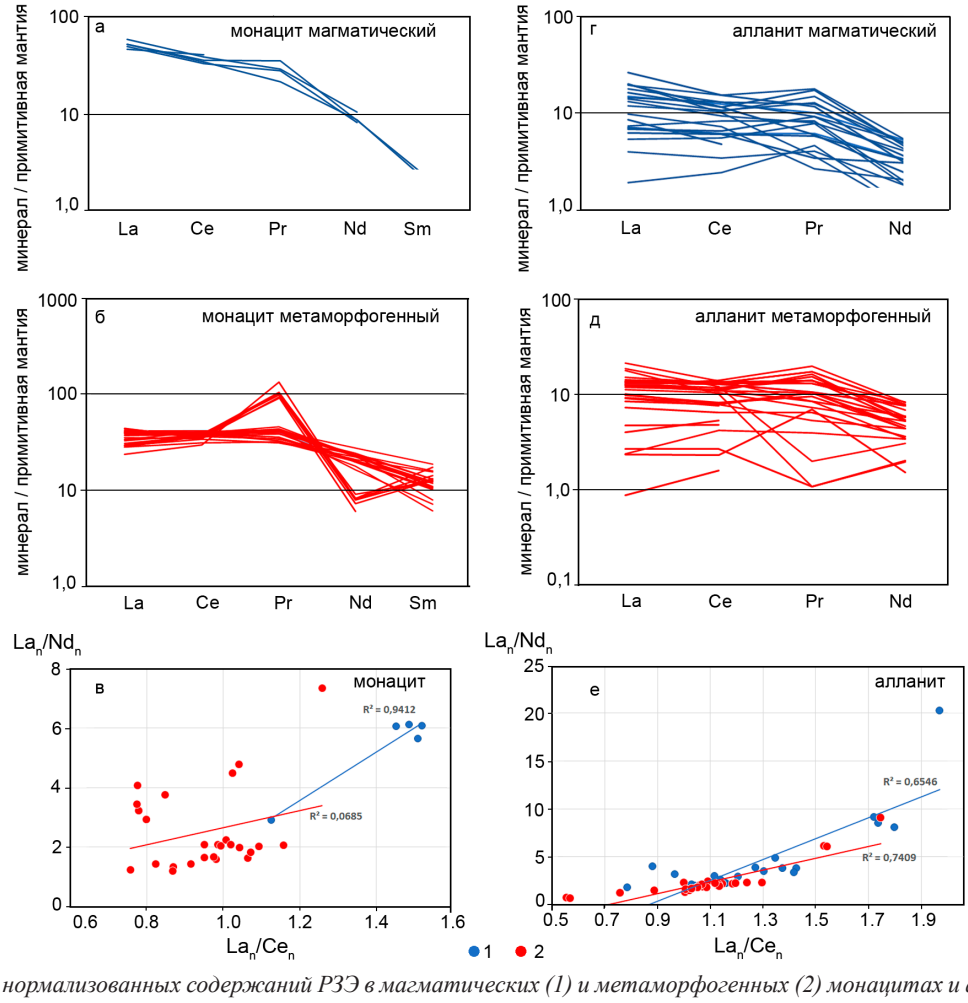


Рис. 8. Диаграммы нормализованных содержаний РЗЭ в магматических (1) и метаморфогенных (2) монацитах и алланитах Башкирского мегантиклинория. Пояснения в тексте

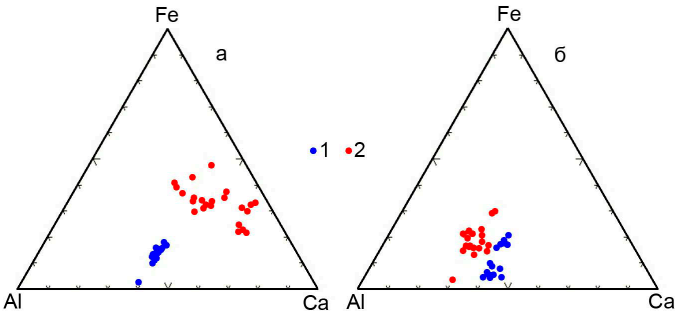


Рис. 9. Диаграммы Al–Fe–Ca (ф.к.) для алланита и эпидота из магматических (а) и метаморфогенных (б) пород. 1 – эпидот; 2 – алланит

кристаллизации минералов из различных комплексов свидетельствует о тождественности условий формирования монацита.

Многочисленные исследования алланита из гранитоидов и метаморфических пород (Boswell et al., 2003; Gieré, Sorensen, 2004; Spurgin et al., 2009 и др.) позволили установить, что большое значение при его формировании играют содержания кальция и алюминия, элементов, количество которых, также как и РЗЭ, возрастает в процессе дифференциации расплава (Ковалев, Ковалев, 2021). В мисаелгинском комплексе максимальное количество кальция и алюминия в остаточном расплаве фиксируется при температуре 950–1045°С (Boswell et al., 2003; Ковалев, Ковалев, 2021), когда начинает кристаллизоваться амфибол-плагиоклазовая ассоциация. По данным И. Броска с соавторами, температура кристаллизации алланита составляет 790–850°С (Broska et al., 2000). То есть, основной этап формирования монацита и алланита при эволюции расплава в промежуточной камере реализуется на поздних стадиях становления дифференцированных магматических тел.

Таким образом, приведенный выше материал свидетельствует, что редкоземельное минералообразование в породах основного/ультраосновного состава обусловлено дифференциацией расплава в магматической камере. Близкие температуры образования минералов из различных комплексов свидетельствуют о тождественности процессов формирования монацита-(Ce) и алланита-(Ce).

Сравнительный анализ магматических минералов РЗЭ и метаморфогенных аналогов выявил их различие, обусловленное, по нашему мнению, химизмом среды минералообразования.

Выводы

Подводя итог проведенному исследованию, можно констатировать следующее:

1. В породах основного/ультраосновного состава впервые выявлены U–Th–РЗЭ-минералы, представленные монацитом-(Ce) алланитом-(Ce), торитом (ауэрлит, чералит) и РЗЭ-содержащие минералы – цирконолит-(Y) и эпидот.

2. Процессы редкоземельного минералообразования в породах основного/ультраосновного состава обусловлены дифференциацией расплава в магматической камере. Близкие температуры образования минералов из различных пространственно разобщенных комплексов (ишлинский комплекс – 958°С, шуйдинский комплекс – 950–954°С , мисаелгинский комплекс – 947–952°С) свидетельствуют о тождественности условий формирования монацита-(Ce) и алланита-(Ce).

3. Детальный анализ химического состава Th–РЗЭ-минералов показал, что магматический монацит-(Ce) и алланит-(Ce) в значительной степени отличаются от метаморфогенных аналогов, описанных ранее в различных структурно-вещественных комплексах региона. Их различие, по нашему мнению, во многом обусловлено химизмом среды минералообразования.

Финансирование

Исследования выполнены при финансовой поддержке гранта РНФ 23-27-00023.

Литература

Алексеев А.А., Алексеева Г.В., Ковалев С.Г. (2000). Расслоенные интрузии западного склона Урала. Уфа: Гилем, 188 с.

Алексеев А.А., Алексеева Г.В., Ковалев С.Г. (2003). Дифференцированные интрузии западного склона Урала. Уфа: Гилем, 171 с.

Григорьев Н.А. (2009). Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры. Екатеринбург: УрО РАН, 383 с.

Жариков В. А. (2005). Основы физической геохимии. М: МГУ, 654 с.

Ковалев С.Г., Ковалев С.С. (2021). К вопросу о дифференциации расплава в промежуточной камере (на примере дифференцированных интрузивов западного склона Южного Урала). *Георесурсы*, 23(4), с. 70–75. https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.10

Ковалев С.Г., Маслов А.В., Ковалев С.С. (2020). Минералого-геохимические аспекты поведения редкоземельных элементов при метаморфизме (на примере верхнедокембрийских структурно-вещественных комплексов Башкирского мегантиклинория, Южный Урал). *Георесурсы*, 22(2), с. 56–66. https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.56-66

Кулешевич Л.В., Дмитриева А.В. (2012). Минералы и источники редкоземельных элементов в Карелии. Ученые записки Петрозаводского государственного университета. *Науки о Земле*, 4, с. 62–66. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17774393

Носова А.А., Сазонова Л.В., Каргин А.В., Ларионова Ю.О., Горожанин В.М., Ковалев С.Г. (2012). Мезопротерозойская внутриплитная магматическая провинция Западного Урала: основные петрогенетические типы пород и их происхождение. *Петрология*, 20(4), с. 392–428. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17745959

Савко К.А., Кориш Е.Х., Пилюгин С.М., Полякова Т.Н. (2010). Фазовые равновесия редкоземельных минералов при метаморфизме углеродистых сланцев Тим-Ястребовской структуры, Воронежский кристаллический массив. *Петрология*, 18(4), с. 402–433. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=15142589

Сазонова Л.В., Носова А.А., Ларионова Ю.О., Каргин А.В., Ковалев С.Г. (2011). Мезопротерозойские пикриты восточной окраины Восточно-Европейской платформы и Башкирского мегантиклинория: петрогенезис и особенности составов оливина и клинопироксена. *Литосфера*, 3, с. 64–83. https://www.lithosphere.ru/jour/article/view/840/839?locale=ru_RU

Спиридонов Э.М., Филимонов С.В., Семиколенных Е.С., Коротаева Н.Н., Кривицкая Н.Н. (2018). Цирконолит, бадделеит и торит островодужных кварцевых габбро-долеритов интрузива Аю-Даг (Горный Крым). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 5, с. 70–78. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-5-70-78

Ферсман А.Е. (1931). Пегматиты их научное значение и практическое значение. Т. 1. Гранитные пегматиты. Ленинград: Издательство Академии наук СССР, 648 с.

Anenburg M., Katzir Y., Rhede D., Jöns N., Bach W. (2015). Rare earth element evolution and migration in plagiogranites: a record preserved in epidote and allanite of the Troodos ophiolite. *Contrib Mineral Petrol*, 169(25). https://doi.org/10.1007/s00410-015-1114-y

Boswell A. Wing J.M., Ferry T., Harrison M. (2003). Prograde destruction and formation of monazite and allanite during contact and regional metamorphism of pelites: petrology and geochronology. *Contrib Mineral Petrol*, 145, pp. 228–250. https://doi.org/10.1007/s00410-003-0446-1

Bowles J.F.W., Jobbins E.A. and Young B.R. (1980) A re-examination of cheralite. *Mineral. Mag.*, 43, pp. 885–897. https://rruff.info/doclib/mm/vol43/MM43_885.pdf

Broska I., Petrík I., Williams C.T. (2000) Coexisting monazite and allanite in peraluminous granitoids of the Tribec Mountains, Western Carpathians. *Am. Mineral*, 85(1), pp. 22–32. https://doi.org/10.2138/am-2000-0104

Gibson D.H., Carr S.D., Brown R.L., Hamilton M.A. (2004). Correlations between chemical and age domains in monazite, and metamorphic reactions involving major pelitic phases: an integration of ID-TIMS and SHRIMP geochronology with Y-Th-U X-ray mapping. *Chem. Geol*. 211, pp. 237–260. https://doi.org/10.1016/J.CHEMGEO.2004.06.028

Gieré R., Sorensen S.S. (2004). Allanite and Other REE-Rich Epidote-Group Minerals. *Geochemistry*, 56(1), pp. 431–493. http://dx.doi.org/10.2138/gsrmg.56.1.431

Gordon R. W. (1995). High-thorium monazite-(Ce) formed during disequilibrium melting of metapelites under granulite-facies conditions. *Mineralogical Magazine*, December, 59(397), pp. 735–743. https://doi.org/10.1180/minmag.1995.059.397.14

Gramaccioli C.M. and Segalstad T.M. (1978). A uranium and thorium-rich monazite from a south Alpine pegmatite at Piona, Italy. Geology *Amer. Mineral.,* 63, pp. 757–761. https://rruff.info/doclib/am/vol63/AM63_757.pdf

Gromet L.P., Silver L.T. (1983). Rare earth element distributions among minerals in a grandiorite and their petrogenetic implications. *Geochim Cosmochim Acta*, 47(5), pp. 925–939. https://doi.org/10.1016/0016-7037%2883%2990158-8

McDonough W.F., Sun S.S. (1995).Composition of the Earth. *Chem. Geol.* 120(3–4), pp. 223–253. https://doi.org/10.1016/0009-2541%2894%2900140-4

Montel J.M. (1993). A model for monazite/melt equilibrium and application to the generation of granitic magmas. *Chem. Geol*., 110, pp. 127–146. https://doi.org/10.1016/0009-2541(93)90250-M

Oberli F., Meier M., Berger A., Rosenberg C., Gieré R. (2004). U-Th-Pb and $^{230}Th/^{238}U$ disequilibrium isotope systematics: precise accessory mineral chronology and melt evolution tracing in the Alpine Bergell intrusion. *Geochim Cosmochim Acta*, 68(11), pp. 2543–2560. https://doi.org/10.1016/J.GCA.2003.10.017

Petrik I., Broska J., Lipka J., Siman P. (1995). Granitoid allanite-(Ce) substitution relations, redox conditions and REE distributions (on an example of I-type granitoids, Western Carpathians, Slovakia). *Geol Carpath*, 46(2), pp. 79–94. http://www.geologicacarpathica.com/browse-journal/archive-1950-1996/46-2/

Sawka W.N., Chappell B.W., Norrish K. (1984). Light-rare-earth-element zoning in sphene and allanite during granitoid fractionation. *Geology*, 12, pp. 131–134. https://doi.org/10.1130/0091-7613(1984)12<131:LZISAA>2.0.CO;2

Spurgin S., Selbekk R. & Lundmark M. (2009). Mineralogy and geological setting of allanite-(Ce)- pegmatites in western Hurrungane, Jotun Nappe Complex, Norway: an EMP and ID-TIMS study. *Norwegian Journal of Geology*, 89, pp. 341–356.

Tomkins H.S., Pattison D.R.M. (2007). Accessory phase petrogenesis in relation to major phase assemblages in pelites from the Nelson contact aureole, southern British Columbia. *J. Metam. Geol*., 25(4), pp. 401–421. https://doi.org/10.1111/j.1525-1314.2007.00702.x

Wing B.A., Ferry J.M., Harrison T.M. (2003). Prograde destruction and formation of monazite and allanite during contact and regional metamorphism of pelites: petrology and geochronology. *Contrib. Mineral. Petrol.,* 145, pp. 228–250. https://doi.org/10.1007/S00410-003-0446-1

Сведения об авторах

Сергей Григорьевич Ковалев – доктор геол.-мин. наук, заведующий лабораторией, Институт геологии УФИЦ РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

Сергей Сергеевич Ковалев – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник лаборатории магматизма и метаморфизма, Институт геологии УФИЦ РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

Статья поступила в редакцию 16.01.2023;
Принята к публикации 27.02.2023;
Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

First data on Th–REE mineralization in mafic-ultramafic igneous rocks of the western slope of the Southern Urals

S.G. Kovalev, S.S. Kovalev*
Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation
**Corresponding author: Sergey G. Kovalev, e-mail: kovalev@ufaras.ru*

Abstract. The article presents the first data on rare earth mineralization in differentiated intrusions on the western slope of the Southern Urals. When studying the mineralogy of the rocks of the Shuida, Misaelga, Ishliy and Lysogorsk complexes, minerals of rare earth elements (monazite-(Ce) and allanite-(Ce), thorite (auerlite, cheralite)) and REE-bearing minerals (zirconolite-(Y) and epidote). A detailed analysis showed that igneous monazite-(Ce) and allanite-(Ce) are significantly different from the metamorphogenic analogues previously described in various structural-material complexes of the region. It is concluded that rare-earth mineral formation in rocks of basic/ultrabasic composition is due to differentiation of the melt in the magma chamber. Close temperatures of formation of minerals from different complexes (Ishliy complex – 958°C, Shuida complex – 950–954°C, Misaelga complex – 947–952°C) testify to the identity of the processes of formation of monazite-(Ce) and allanite-(Ce). opinion, the chemistry of the environment of mineral formation.

Keywords: Southern Urals, differentiated complexes, monazite-(Ce), allanite-(Ce), thorite, auerlite, cheralite, zirconolite-(Y)

Acknowledgements

The research was carried out within the framework of the State Assignment (subject No. FMRS-2022-0012).

Recommended citation: Kovalev S.G., Kovalev S.S. (2023). First data on Th–REE mineralization in mafic-ultramafic igneous rocks of the western slope of the Southern Urals. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 95–107. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.10

References

Alekseev A.A., Alekseeva G.V., Kovalev S.G. (2000). Layered intrusions of the western slope of the Urals. Ufa: Gilem, 188 p. (In Russ.)

Alekseev A.A., Alekseeva G.V., Kovalev S.G. (2003). Differentiated intrusions of the western slope of the Urals. Ufa: Gilem, 171 p. (In Russ.)

Anenburg M., Katzir Y., Rhede D., Jöns N., Bach W. (2015). Rare earth element evolution and migration in plagiogranites: a record preserved in epidote and allanite of the Troodos ophiolite. *Contrib Mineral Petrol*, 169(25). https://doi.org/10.1007/s00410-015-1114-y

Boswell A. Wing J.M., Ferry T., Harrison M. (2003). Prograde destruction and formation of monazite and allanite during contact and regional metamorphism of pelites: petrology and geochronology. *Contrib Mineral Petrol*, 145, pp. 228–250. https://doi.org/10.1007/s00410-003-0446-1

Bowles J.F.W., Jobbins E.A. and Young B.R. (1980) A re-examination of cheralite. *Mineral. Mag.,* 43, pp. 885–897. https://rruff.info/doclib/mm/vol43/MM43_885.pdf

Broska I., Petrík I., Williams C.T. (2000) Coexisting monazite and allanite in peraluminous granitoids of the Tribec Mountains, Western Carpathians. *Am. Mineral*, 85(1), pp. 22–32. https://doi.org/10.2138/am-2000-0104

Fersman A.E. (1931). Pegmatites their scientific significance and practical significance. T. 1. Granite pegmatites. Leningrad: Academy of Sciences of the USSR, 648 p. (In Russ.)

Gibson D.H., Carr S.D., Brown R.L., Hamilton M.A. (2004). Correlations between chemical and age domains in monazite, and metamorphic reactions involving major pelitic phases: an integration of ID-TIMS and SHRIMP geochronology with Y-Th-U X-ray mapping. *Chem. Geol*. 211, pp. 237–260. https://doi.org/10.1016/J.CHEMGEO.2004.06.028

Gieré R., Sorensen S.S. (2004). Allanite and Other REE-Rich Epidote-Group Minerals. *Geochemistry*, 56(1), pp. 431–493. http://dx.doi.org/10.2138/gsrmg.56.1.431

Gordon R. W. (1995). High-thorium monazite-(Ce) formed during disequilibrium melting of metapelites under granulite-facies conditions. *Mineralogical Magazine*, December, 59(397), pp. 735–743. https://doi.org/10.1180/minmag.1995.059.397.14

Gramaccioli C.M. and Segalstad T.M. (1978). A uranium and thorium-rich monazite from a south Alpine pegmatite at Piona, Italy. Geology *Amer. Mineral.,* 63, pp. 757–761. https://rruff.info/doclib/am/vol63/AM63_757.pdf

Gromet L.P., Silver L.T. (1983). Rare earth element distributions among minerals in a grandiorite and their petrogenetic implications. *Geochim Cosmochim Acta*, 47(5), pp. 925–939. https://doi.org/10.1016/0016-7037%2883%2990158-8

Kovalev S.G., Kovalev S.S. (2021). On the issue of melt differentiation in the intermediate chamber (on the example of differentiated intrusions of the western slope of the Southern Urals). *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 70–75. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.10

Kovalev S.G., Maslov A.V., Kovalev S.S. (2020). Mineralogical and geochemical aspects of the behavior of rare earth elements during metamorphism (on the example of the Upper Precambrian structural-material complexes of the Bashkir meganticlinorium, Southern Urals). *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 56–66. (In Russ.) https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.56-66

Kuleshevich L.V., Dmitrieva A.V. (2012). Minerals and sources of rare earth elements in Karelia. Scientific notes of Petrozavodsk State University. *Earth Sciences*, 4, pp. 62–66. (In Russ.) https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17774393

McDonough W.F., Sun S.S. (1995).Composition of the Earth. *Chem. Geol.* 120(3–4), pp. 223–253. https://doi.org/10.1016/0009-2541%2894%2900140-4

Montel J.M. (1993). A model for monazite/melt equilibrium and application to the generation of granitic magmas. *Chem. Geol*., 110, pp. 127–146. https://doi.org/10.1016/0009-2541(93)90250-M

Nosova A.A., Sazonova L.V., Kargin A.V., Larionova Yu.O., Gorozhanin V.M., Kovalev S.G. (2012). Mesoproterozoic within-plate igneous province of the Western Urals: main petrogenetic rock types and their origin. *Petrology*, 20(4), pp. 356–390. https://doi.org/10.1134/S086959111204008X

Oberli F., Meier M., Berger A., Rosenberg C., Gieré R. (2004). U-Th-Pb and $^{230}Th/^{238}U$ disequilibrium isotope systematics: precise accessory mineral chronology and melt evolution tracing in the Alpine Bergell intrusion. *Geochim Cosmochim Acta*, 68(11), pp. 2543–2560. https://doi.org/10.1016/J.GCA.2003.10.017

Petrik I., Broska I., Lipka J., Siman P. (1995). Granitoid allanite-(Ce) substitution relations, redox conditions and REE distributions (on an example of I-type granitoids, Western Carpathians, Slovakia). *Geol Carpath*, 46(2), pp. 79–94. http://www.geologicacarpathica.com/browse-journal/archive-1950-1996/46-2/

Savko K.A., Korish E.Kh., Pilyugin S.M., Polyakova T.N. (2010). Phase relations of REE-bearing minerals during the metamorphism of carbonaceous shales in the Tim-Yastrebovskaya structure, Voronezh Crystalline Massif, Russia. *Petrology,* 18, pp. 384–415. https://doi.org/10.1134/S0869591110040053

Sawka W.N., Chappell B.W., Norrish K. (1984). Light-rare-earth-element zoning in sphene and allanite during granitoid fractionation. *Geology*, 12, pp. 131–134. https://doi.org/10.1130/0091-7613(1984)12<131:LZISAA>2.0.CO;2

Sazonova L.V., Nosova A.A., Larionova Yu.O., Kargin A.V., Kovalev S.G. (2011). Mesoproterozoic picrites of the eastern margin of the East European Platform and the Bashkir meganticlinorium: petrogenesis and compositional features of olivine and clinopyroxene. *Litosfera = Lithosphere*, 3, pp. 64–83. (In Russ.) https://www.lithosphere.ru/jour/article/view/840/839?locale=ru_RU

Spiridonov E.M., Filimonov S.V., Semikolennyh E.S., Korotaeva N.N., Krivitskaya N.N. (2018). Zirconolite, baddeleyite, and thorite of island-arc quartz gabbro-dolerites of the Ayu-Dag intrusive (Mountain Crimea). *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 5, pp. 70–78. (In Russ.) https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-5-70-78

Spurgin S., Selbekk R. & Lundmark M. (2009). Mineralogy and geological setting of allanite-(Ce)- pegmatites in western Hurrungane, Jotun Nappe Complex, Norway: an EMP and ID-TIMS study. *Norwegian Journal of Geology*, 89, pp. 341–356.

Tomkins H.S., Pattison D.R.M. (2007). Accessory phase petrogenesis in relation to major phase assemblages in pelites from the Nelson contact aureole, southern British Columbia. *J. Metam. Geol*., 25(4), pp. 401–421. https://doi.org/10.1111/j.1525-1314.2007.00702.x

Wing B.A., Ferry J.M., Harrison T.M. (2003). Prograde destruction and formation of monazite and allanite during contact and regional metamorphism of pelites: petrology and geochronology. *Contrib. Mineral. Petrol.,* 145, pp. 228–250. https://doi.org/10.1007/S00410-003-0446-1

Zharikov V.A. (2005). Fundamentals of physical geochemistry. Moscow: Moscow State University, 654 p. (In Russ.)

About the Authors

Sergei Grigorevich Kovalev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief of the Laboratory, Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2 Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Sergei Sergeevich Kovalev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher, Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2 Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Manuscript received 16 January 2023;
Accepted 27 February 2023; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.11

УДК 666.32

Микроструктурные преобразования набухающих глинистых минералов

М.Г. Храмченков[1,2], Ф.А.Трофимова[3], Р.М. Усманов[2], Р.Э. Долгополов[2]*

[1]Казанское отделение МСЦ РАН, Казань, Россия

[2]Казанский федеральный университет, Казань, Россия

[3]АО «ЦНИИгеолнеруд», Казань, Россия

Рассмотрена оригинальная модель микроструктурных преобразований при набухании глин, дано термодинамическое и физико-механическое описание особенностей свойств глин в ходе процесса набухания в парах и водных растворах. В основе предлагаемой для объяснения этих свойств модели лежит представление о взаимном перемещении глинистых частиц в агрегатах глинистой породы при набухании с образованием новых пор между глинистыми частицами, образующими кристаллиты и агрегаты. В основу модели положен механизм угилизации избыточной поверхностной энергии глинистых частиц при гидратации с учетом влияния некоторых параметров среды, например, концентрации раствора, через изменение взаимной ориентации глинистых частиц, главным образом, за счет поворотов или сдвигов друг относительно друга, с образованием доступной для дальнейшего смачивания свободной поверхности. В термодинамическом описании такой процесс будет проявляться в изменении энергии поверхностного взаимодействия на смоченных участках частиц при движении во время взаимных сдвигов и поворотов. При этом также изменяется один из важнейших параметров глинистой породы – микропористость. В работе это явление было экспериментально исследовано с использованием методов статической влагоемкости и мессбауэровской (ЯГР) спектроскопии. Предложенная модель позволяет объяснить особенности процесса гидратации глины и сопоставить наблюдаемые экспериментальные данные с теоретическим описанием процесса набухания глины.

Ключевые слова: глинистые минералы, монтмориллонит, набухание, микропористость, функция набухания

Для цитирования: Храмченков М.Г., Трофимова Ф.А., Усманов Р.М., Долгополов Р.Э. (2023). Микроструктурные преобразования набухающих глинистых минералов. *Георесурсы,* 25(1), с. 108–118. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.11

1. Введение

Глины давно являются объектом интенсивного изучения для различных разделов геологии, наук и производств, связанных с добычей углеводородов, и различных отраслей технологии в силу тех функций, которые глины выполняют, и прежде всего наличия у глин ряда специфических свойств, таких как низкая проницаемость, способность к набуханию, пластичность во влажном состоянии и ряд других (Храмченков, 2003). Так, слабопроницаемые глинистые горные породы обычно играют роль водоупоров (флюидоупоров для неорганических жидкостей) для водоносных или нефтяных пластов (Carlson, 2003), выступают как естественный буфер при поверхностном загрязнении подземных вод (Мироненко, Румынин, 1998), являются сырьем для строительной и других отраслей промышленности (керамика, строительные изделия, буровые растворы).

Под термином «глины» чаще всего понимают тонкозернистые осадочные горные породы, обычно пылеватые в сухом состоянии и приобретающие пластичность при увлажнеии (Осипов, Соколов, 2013). Своими специфическими свойствами глины обязаны присутствию в их составе глинистых минералов. Чаще всего глинистые минералы являются продуктом химического выветривания силикатов, главным образом полевых шпатов. Они также могут образовываться в местах гидротермальной активности (Grim, 1953). Химическое выветривание происходит в основном при углекислотном гидролизе с участием слабо-концентрированных природных растворов углекислоты, мобилизованной дождевой водой из атмосферного воздуха, а также выделяемой корнями растений, почвами или почвенной биотой (Foley, 1999). Угольная кислота разрывает связи между алюминием и кислородом кристаллической решетки полевых шпатов, высвобождая ионы других металлов и гель ортокремневой кислоты (кремнезем). Конкретный вид образовавшихся глинистых минералов зависит от условий образования, главным образом от состава исходной горной породы и климата. Кислотное выветривание богатой полевым шпатом породы, такой как гранит, в теплом влажном климате приводит к образованию каолинита. Выветривание той же породы в щелочных условиях приводит к образованию иллита. Выветривание магматических пород в щелочных условиях приводит к образованию смектита, последующее интенсивное выветривание новообразованных глинистых минералов приводит к образованию других глинистых минералов (например, так образуется гиббсит). В зависимости от формирования выделяют два типа глинистых отложений – первичные и вторичные. Первичные глины образуются в виде остаточных отложений в почве

* Ответственный автор: Максим Георгиевич Храмченков
e-mail: mkhramch@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

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

и остаются на месте образования. Вторичные глины – это глины, которые были перенесены из места своего первоначального образования в результате водной эрозии и затем сформировали новые осадочные отложения. Вторичные глинистые отложения обычно локализованы в бассейнах осадконакопления, таких как озера и моря (Япаскурт, 2016).

Нас далее будут интересовать минералы группы смектитов, обладающие, как правило, в силу ряда причин способностью изменять свои механические свойства и размеры кристаллической решетки при увлажнении (набухать в парах и водных растворах). Другими словами, далее нас будут интересовать набухающие глинистые минералы (Снежкин, Лапицкий, 2021), и, главным образом, монтмориллонит.

2. Кристаллохимия монтмориллонита

Монтмориллонит – водный алюмомагниевый силикат натрия, калия, кальция и магния. Минеральный вид монтмориллонит входит, как уже отмечалось, в группу смектитов – минералов, обладающих внутрикристаллическим набуханием (Эйриш и др., 1980). Диагностируются эти минералы по изменению параметров кристаллической решетки, устанавливаемому методом рентгеновского анализа при увлажнении препаратов глиномасс (Norrish, Raussel-Colom, 1957). Монтмориллонит – высокодисперсный минерал, первичные частицы которого – силикатные слои – имеют коллоидные размеры (10^{-15}–10^{-16} см^3), причем их толщина около 1 нм. Общая базальная поверхность таких частиц составляет 750 м^2 на 1 г глины. Весьма существенно, что в предельном случае, в условиях полной диспергации глины при набухании в водных растворах вся эта поверхность оказывается активной.

Первичной структурный элемент монтмориллонита – силикатный слой – построен сочленением трех сеток: внутренней алюмо-кислородно-гидроксильной октаэдрической и двух наружных кремний-кислородных тетраэдрических (рис. 1). Здесь необходимо сказать, что далее мы будем придерживаться именно такой терминологии. Термин «пакет» мы будем использовать для фрагмента (элементарной ячейки) такой структуры (своеобразной вертикальной «вырезки»), как это принято в минералогии (Япаскурт, 2016). Кристаллохимические особенности монтмориллонита отражены в обобщенной формуле элементарной ячейки кристаллической решетки минерала:

$$\left\{\left[Mg_x, Fe_y^{2+}, Fe_z^{3+}, Al_{4-x-y-z}\right]^{VI}\left[O_{20\pm m}(OH)_{4\pm m}\right]\left[Si_{8-n}Al_n\right]^{IV}\right\}^{\infty\infty}\cdot$$

$$\left(Me^{+}, Me^{2+}\right)_{x+y+(-m)+n}\cdot 13H_2O$$

где $x + y + (-m) + n = 0{,}7 \div 1{,}0$ – указывает на величину избыточного минус-заряда в силикатном слое, (Me^{+},Me^{2+}) – внеслоевые обменные катионы, $13H_20$ – молекулярно связанная вода в форме монослоя на базальных поверхностях всех силикатных слоев.

Основные особенности кристаллической решетки минерала заключаются в следующем. За счет изоморфизма и широкой вариации состава и соотношения ионов в октаэдрах и в тетраэдрах возникает избыточный минус-заряд решетки, который компенсируется внеслоевыми (обменными) катионами щелочных и щелочноземельных металлов и молекулами воды. Количество внеслоевых (обменных) катионов – величина обменной емкости (ОЕ) глины – составляет у большинства монтмориллонитов 100 ± 10 мг-экв. на 100 г воздушно-сухой глины.

Кристаллизация силикатных слоев, формирование кристаллитов и микроагрегатов минерала идут в контакте с парами воды и водными растворами (Эйриш и др., 1980). При этом различают три типа (три формы) связи молекул воды с активными центрами монтмориллонита (Овчаренко, 1961).

Первый тип – донорно-акцепторная связь между одним протоном молекулы воды и кислородом октаэдрической сетки, несущим избыточный отрицательный заряд. Это наиболее прочная связь, служащая мостиком между силикатным слоем и молекулами воды гидратных слоев на базальных поверхностях частиц монтмориллонита.

Второй тип – координационные связи между молекулами воды и внеслоевыми катионами, ведущие к экранированию и ослаблению связей катионов с поверхностью силикатного слоя.

Третий тип – межмолекулярные водородные связи – обеспечивают формирование единой сетки молекул воды в плоскости базальных поверхностей и между слоями по кристаллической оси С, приводящими в итоге к формированию агрегатной структуры монтмориллонита.

Установлено, что при относительном давлении паров воздуха около 92 % завершается формирование мономолекулярных сеток (слоев) воды на базальных поверхностях всех силикатных слоев (Эйриш, 1964). Количество воды при этой влажности воздуха для мономинеральной фракции монтмориллонита независимо от природы внеслоевых катионов составляет около 32 % в расчете на сухую глину (или около 13 молекул воды в

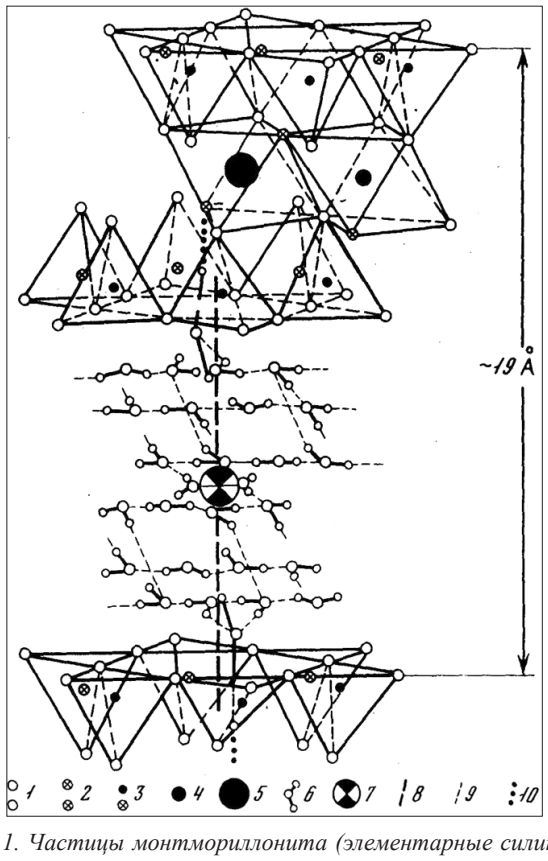


Рис. 1. Частицы монтмориллонита (элементарные силикатные слои) с пленкой межслоевой воды между ними

расчете на формальную единицу площади поверхности элементарной ячейки монтмориллонита). По механизму разворота тетраэдров выявлено, что кристаллическая структура силикатных слоев переходит в напряженное состояние с уменьшением влажности воздуха. Это позволяет объяснить нелинейное увеличение объема глины при поглощении воды. Доставка воды на базальные поверхности силикатных слоев обеспечивается эстафетным механизмом (Эйриш, 1964).

Конкретная природа и механизмы возникновения минус-зарядов, состав обменных катионов являются критериями выделения четырех кристаллохимических разновидностей (Eirish, Tret'yakova, 1970), которые во многом предопределяют реальное строение глинистых частиц и свойства их увлажненных субстанций (глиномасс).

1-я кристаллохимическая разновидность. Заряд возникает преимущественно за счет изоморфных замещений Al^{3+} на Mg^{2+} в октаэдрических позициях. В обменном комплексе преобладают щелочноземельные катионы. Характерно упорядоченное и равномерное распределение ионов Mg^{2+} и, соответственно, ионов кислорода, несущих избыточный отрицательный заряд в пределах силикатного слоя. Микрочастицы представлены в основном многослойными кристаллитами, включающими в большинстве случаев 4–10 силикатных слоев, связанных между собой гидратированными двухвалентными катионами. В контакте с водными растворами процесс набухания ограничен наружными базальными поверхностями кристаллитов.

2-я кристаллохимическая разновидность. Отрицательный заряд образуется по двум механизмам: за счет изоморфных замещений Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{2+} (заряд $x + y$) и при частичной депротонизации ОН-групп (–m). Депротонизация идет параллельно с окислением ионов и обеспечивает неизменность валентного заряда в кристаллической решетке. Распределение минус-заряда в силикатных слоях неупорядоченное. В обменном комплексе таких глин преобладают одновалентные щелочные катионы. Микрочастицы представлены единичными гидратированными силикатными слоями или сдвоенными кристаллитами. Для таких глин характерно интенсивное набухание, максимальное проявление реологических свойств (вязкость, пластичность) и, следовательно, связующая способность.

3-я кристаллохимическая разновидность. Отрицательный заряд возникает по двум механизмам: за счет изоморфных замещений Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{2+} в октаэдрах и Si^{4+} на Al^{3+} в тетраэдрах. Общий заряд равен ($x + y + n$). Распределение минус-заряда в силикатных слоях неупорядоченное. В составе катионов обменного комплекса присутствуют в разных соотношениях ионы Na^{+}, K^{+}, и Ca^{2+}, но в тонкой фракции преобладают одновалентные катионы. Кристаллиты включают два-три силикатных слоя. Эти монтмориллониты приближаются по своим свойствам к монтмориллонитам второй кристаллохимической разновидности.

4-я кристаллохимическая разновидность. Реальный отрицательный заряд зависит от действия трех механизмов: за счет изоморфных замещений Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{2+} в октаэдрах и Si^{4+} на Al^{3+} в тетраэдрах снижается за счет дополнительной протонизации и появлению избыточных ОН-групп (+m). Суммарный заряд равен ($x + y + n – m$). Распределение минус-зарядов неупорядоченное. Бентониты в тонкой фракции (менее 1 мкм) преимущественно щелочные, а во фракции 0,5–1,0 мкм – щелочноземельные. Микрочастицы представлены кристаллитами из двух-трех силикатных слоев.

Процесс набухания развивается, как правило, на базальных поверхностях кристаллитов, на которых в контакте с водными растворами формируется многослойная водная оболочка, а между внутренними силикатными слоями при этом сохраняется только область так называемого внутрикристаллического набухания (Эйриш, 1964) с межплоскостным расстоянием 1,9 нм, т.е толщиной гидратного прослоя около 1нм (три диаметра молекул воды). При этом межслоевые катионы вступают в реакции ионного обмена. При этом обмен двухвалентных катионов исходной глины на многовалентные катионы иной природы осуществляется относительно легко и в соответствие с величиной ОЕ, даже при титровании водных суспензий (Эйриш, 1960). Выявляются лишь специфические особенности монтмориллонитовой глины как коллоидного электролита. Реакции обмена катионов одинаковой валентности не сопровождаются изменением строения многослойных кристаллитов. Свойства глины резко изменяются при введении солей с одновалентными катионами. При титровании реакция обмена почти не идет, поскольку она должна сопровождаться разрушением исходной многослойной структуры кристаллитов. Лишь на фоне значительной концентрации с одновалентными катионами или кислоты идут реакции обмена, сопровождающиеся постепенным изменением структуры исходных кристаллитов (Эйриш М.В., 1960). При этом выявляется механизм стадийного преобразования кристаллитов в форме веерных структур, обуславливающую повышенную микропористость глинистых частиц (Храмченков и др., 1996). Своеобразен процесс обмена исходных неорганических катионов на крупные органические катионы, например красителей и люминофоров, с молекулярным весом 200–300 и более (Эйриш, 1976). Реакция обмена катионов идет только на поверхности наружных силикатных слоев кристаллитов, т.е. на тех базальных поверхностях, где сформировались многослойные водные оболочки. При этом замещаются не только неорганические катионы, но и вытесняются молекулы воды гидратно-ионной оболочки. Образуется единый поверхностный ассоциат катионов органического красителя. Исходная глиномасса преобразуется в органомонтмориллонитовый комплекс (ОМК), обладающий гидрофобными свойствами (Эйриш, 1976, Эйриш и др., 1975). ОМК с крупными катионами красителей образуется в виде объемистых рыхлых коагулятов, которые благодаря высокой дисперсности исходных микрочастиц (однослойных кристаллитов) флотируются воздухом и всплывают. С учетом свойств и механизма образования ОМК разработаны методики диагностики монтмориллонитовых глин (Эйриш и др, 1975), так называемый адсорбционно-люминесцентный анализ (АЛА). Они позволяют определить величину ОЕ глины и оценить содержание монтмориллонитового компонента.

Методом мессбауэровской (ЯГР) спектроскопии выявлены (Храмченков и др., 1996) подвижность микрочастиц в форме колебательных движений и их относительная доля в зависимости от степени увлажнения,

замораживания, давления прессования. Мессбауэровский эффект безотдачного поглощения гамма-квантов ядрами железа-57 проявляется только в твердых телах, в системах взаимосвязанных частиц с критической массой $3 \cdot 10^{-17}$ г. Масса единичного силикатного слоя составляет $3 \cdot 10^{-18}$ г. Следовательно, при наличии в глине микрочастиц с массой больше и меньше критической вклад в величину мессбауэровского эффекта дают только крупные частицы. При увеличении влажности воздуха начинается уменьшение интенсивности гамма-сигнала, причем после механического прессования глинопорошка при давлении прессования 280 кг/см^2 значение интенсивности сигнала восстанавливалось и сохранялось даже при более высоких влажностях воздуха и глины, чем в порошках той же влажности, но без прессовки. Насыщение глинопорошков этиленгликолем дает только максимальный мессбауэровский эффект. Механизм, объясняющий специфику проявления мессбауэровского эффекта в глинопорошках монтмориллонита различной влажности, на наш взгляд, заключается во влиянии тепловых флуктуаций зарядовой плотности порового раствора ультрамикропор, образовавшегося за счет отдиссоциации части внеслоевых катионов при гидратации глины в парах воды, на колебания ядер железа-57 в составе микрочастиц глины, несущих избыточный отрицательный заряд и формирующих более крупные частицы с различной степенью несовершенства.

3. Микроструктура и набухание глин

Частицы (первичные силикатные слои, кристаллиты, агрегаты) набухающих глинистых минералов, как было сказано в разделе 2, представляют собой тонкие листовые образования (Mitchell, 1976). Обратимся к работам по микроструктуре глин. Этой теме посвящено множество работ, из которых остановимся на отечественной монографии (Осипов и др., 1989). Авторы на основании многочисленных исследований выделяют следующие типы структур: ячеистая; скелетная, или зернистая; матричная; турбулентная; ламинарная; доменная; псевдоглобулярная; губчатая.

Все эти структуры, за исключением разве что псевдоглбулярной, соответствуют тем экспериментальным данным и теоретическим построениям, о которых пойдет речь в разделах 4.1 и 4.2. Но наиболее показательно проявление данных эффектов будет на структуре, котрую авторы (Осипов и др., 1989) называют стопчатой, или полностью ориентрированной (по П. Смарту). Пример такой структуры приведен на рис. 2. К недостаткам классификации, данной авторами (Осипов и др., 1989) можно отнести то, что из текста работы не всегда ясно, чему соответствуют изображающие глинистые частицы «берг-штрихи» – отдельным силикатным слоям, кристаллитам или их агрегатам. Тем не менее, приведенную классификацию можно онести к лучшей в отечественной литературе.

Обратимся теперь к моделям набухания глин на основании вышеперечисленных структурных типов. Грубо их можно разбить на три типа. Первый тип модели набухания, описанный в (Осипов, Бабак, 1987), (Осипов и др., 1989) и ряде других работ этих же авторов, можно назвать «шарнир» (также подходят синонимы «клещи», «ножницы», «пассатижи»). В ней подсчитывается баланс сил в случае прочного контакта силикатных слоев типа

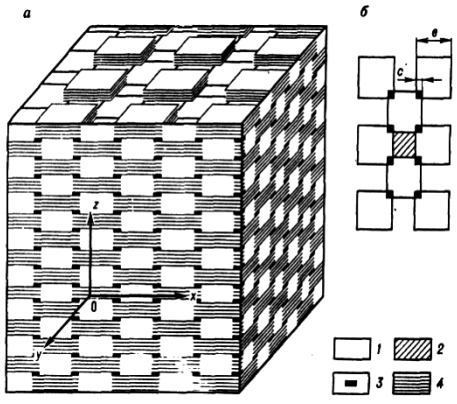


Рис. 2. Агрегатная структура глинистой породы. 1 – межагрегатные (транспортные) поры, 2 – нетранспортные поры, 3 – внутриагрегатные поры, 4 – агрегаты (Kulchitsky, Usyarov, 1981)

«базис-скол». Недостатками модели видится процесс раздвижения двух частиц, первично образующих хотя бы двухслойный кристаллит в случае двухвалентных внеслоевых катионов обменного комплекса. В каком положении они будут при этом локализованы? Другим недостатком этой модели является ее недостаточная связь с реологией глин. Показательной здесь является работа (Осипов, Бабак, 1987). Сначала в ней последовательно рассматривается модель «шарнир», а после без всякой связи читателю сообщается, что реология глин хорошо описывается реологической моделью Кельвина-Фойгта. Далее чисто феноменологически вводятся реологические постоянные модели Кельвина-Фойгта, которые никак не связаны с предыдущим изложением. Если говорить о реологии глин, то более подходящим подходом является (Khramchenkov, Usmanov, 2017). В нем последовательно строится теоретическое описание процесса деформирования глин, проводятся экспериментальные исследования построенной модели, демонстрируется хорошее согласие теории и эксперимента и показывается, что модель Кельвина-Фойгта действительно пригодна для описания реологии глин, но с определенными оговорками, а именно – зависимостью эффективной вязкости в модели Кельвина-Фойгда от электропроводности межслоевого раствора.

Другой тип модели набухания глин относится к набуханию структуры, изображенной на рис. 2, а также к ламинарной и доменной структурам в соответствии с (Осипов и др., 1989). Эту модель можно назвать «гармошка», поскольку изменение объема глины идет за счет изменения расстояния между кристаллитами или отдельными силикатными слоями в ламинарной структуре. Свой вклад в развитие этой модели сделал один из авторов настоящей статьи (Храмченков, 2000). В этой работе на основании уравнений доннановского равновесия (Кройт, 1933)и условия электронейтральности системы «поверхность силикатных слоев – межслоевой раствор» подсчитывается адсорбционная составляющая расклинивающего давления, после чего рассчитывается межслоевое расстояние в растворе различной концентрации. Автору удалось добиться очень хорошего согласия с известными экспериментами К. Норриша (Norrish, 1954) по набуханию монтмориллонита.

Третий тип моделей набухания глин систематически изложен в монографии (Злочевская, Королев, 1987). Его можно назвать термодинамическим. В этой модели рассматривается осмотическое набухание раствора межслоевых катионов между макроанионами-частицами глины. Деталями структуры фактически пренебрегается. Удивительно, что столь простая модель дает в ряде случаев очень хорошее совпадение с результатами экспериментов. Примером могут служить работы (Храмченков и др., 2014, 2015), в которых построена модель скорости набухания глинистых грунтов. Для экспериментальной проверки модели использовались данные работы (Сорочан, 1989). Было достигнуто очень хорошее совпадение расчетных и натурных данных. Другим примером служит работа (Khramchenkov et al., 2019), в которой на основании термодинамической модели набухания глины моделировалась фильтрация в набухающем грунте, а потом проводился эксперимент в фильтрационном лотке оригинальной конструкции. Было получено почти идеальное (с поправкой на ошибку измерений скорости движения фронта набухания) совпадение расчетных и экспериментальных данных.

4. Методы исследования

4.1. Экспериментальные исследования

Вообще говоря, повороты и сдвиги в структуре глинистых частиц не являются чем-то необычным. Подобные преобразования в структуре смешанослойных фаз рассматриваются в цикле работ (Кринари, Храмченков, 2005, 2008, 2011; Кринари и др., 2013, 2014; Krinari, Khramchenkov, 2018). Ниже приводятся результаты экспериментов (Храмченков и др., 1996), в которых исследовались некоторые свойства монтмориллонитовых глин с целью моделирования фильтрационных свойств набухающих глин в зависимости от концентрации фильтрующегося раствора. В этих экспериментах также выявились преобразования микроструктуры монтмориллонита. Образцом служила полиминеральная глина, содержащая 32 % МК (смесь монтмориллонита (ММ) и смешанослойного монтмориллонит-гидрослюдистого (ГМ) образования с преобладанием ММ). Анализ, выполненный на порошке исходной воздушно-сухой глины методом статической влагоемкости при некоторых влажностях воздуха, показал, что в парах воды гидратация кристаллитов МК идет преимущественно на базальных поверхностях в форме внутрикристаллического набухания (табл. 1, коэффициент $K = 1{,}49$, $K = w(0{,}92\ \%)/w(0{,}43\%)$, w – влажность воздуха). После обработки этой глины раствором хлорида натрия, а затем промывки водой глина набухала в специальной ячейке с жесткими стенками, т. е. в условиях ограниченного объема. После заполнения всего объема ячейки глину извлекали, сушили на воздухе, растирали до порошка, навески помещали в эксикаторы, где поддерживалось заданное давление паров воды. После достижения равновесия оказалось, что гидратация глинопорошка этого образца в сравнении с исходной глиной при одинаковых давлениях паров воды возросла в 2,8–2,9 раза. При этом основная масса воды была поглощена в микрокапиллярах (коэффициент $K = 3{,}82$), и лишь одна треть воды была адсорбирована с образованием гидратного прослоя на базальных поверхностях кристаллитов. Таким образом, солевая обработка раствором хлорида натрия с последующей отмывкой свободных солей привела к резкому изменению структуры глинистых частиц. Эта структура оказалась фиксированной в подсохшей глине даже после ее растирания до порошка, т. е. в зернах размером менее 0,1 мм.

Влажность	43%	92%	93%
Образец 1	5,21	19,90	36,44
Образец 2	6,05	18,30	26,85
Образец 3	6,32	18,37	36,40
Исходный	6,47	9,69	13,16

Табл. 1. Результаты измерения содержания воды (в граммах на 100 г сухого образца) в образцах глины для различных значений влажности (Миндюшское месторождение, Республика Татарстан, Россия)

Второй эксперимент был проведен в ячейке со «свободным» объемом в условиях приложения к глине постоянного давления, причем изменения общего объема выявлено не было. Образование структур типа «раскрытого веера» имело место в меньшей степени, поскольку при этом в порошках заметно снизилось капиллярное поглощение воды (коэффициент $K = 3{,}02$). Очевидно, что в первом опыте осмотическая межкристаллитная вода «захватила» всю свободную поверхность макропор, а во втором опыте этому несколько препятствовало внешнее давление.

Третий эксперимент также проводился в кювете с изменяющимся объемом, но последовательность промывки изменилась – первоначально в глину вводили воду, а затем раствор хлорида натрия, как и в первом опыте. Изменение общего объемавыявлено не было. В этом случае в подсушенном глинопорошке микропористость, как и ожидалось, проявилась в еще меньшей степени. Капиллярно-поглощенная вода составила около 70 % от воды, поглощенной в виде гидратных слоев. Физический механизм доставки воды в микропоры тот же, что и при набухании в парах – эстафетный (Эйриш, 1964).

Был проведен также специальный эксперимент (Храмченков и др., 1996) с применением метода мессбауэровской (ЯГР) спектроскопии (рис. 3), который также

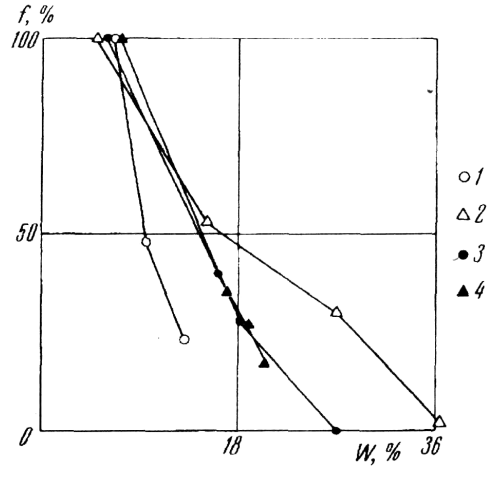


Рис. 3. Затухание относительной интенсивности мессбауэровского сигнала в образцах глины при различной влажности. 1 – исходный образец, 2 – первый образец, 3 – второй образец, 4 – третий образец

выявил структурно-фазовые различия в описаниях трех образцов и в сравнении с исходной глиной. В образце исходной глины в процессе ее гидратации в парах воды быстро уменьшалась доля частиц, находящихся в форме конденсационной (твердофазной) структуры. Уже при содержании в глине 13 % воды доля частиц в твердофазной структуре снизилась до 23 % (доля коагуляционной возросла соответственно до 77 %). В образце первого эксперимента 23 % твердофазных частиц зафиксировано при влажности глинопорошка 29 %, а при влажности 36 % твердофазные частицы практически отсутствуют, глина полностью перешла в фазу коагуляционной структуры, чему, очевидно, способствовали микропористость и капиллярная конденсация воды. В образце второго эксперимента наблюдались промежуточные соотношения между исходной глиной и образцом первого эксперимента, но ближе к последнему. Полное преобразование структуры в коагуляционную завершилось при влажности глины 27 %. В глине третьего эксперимента даже после добавления воды сохранилась небольшая доля (7 %) твердофазных частиц. Таким образом, воздействие солевых растворов на глины вызывает весьма существенные и многообразные изменения на всех структурных уровнях глинистых частиц и в породе в целом. Механизм такого эффекта был изложен в (Храмченков и др., 1996) и заключается в следующем: при гидратации базальных поверхностей силикатных слоев монтмориллонита катионы-компенсаторы отделяются от базальной поверхности и в совокупности формируют положительный электрический заряд ионно-гидратного слоя. Поскольку катионы-компенсаторы при формировании ионно-гидратного слоя получают возможность участвовать в тепловых флуктуациях, то можно сказать, что и центр электрического заряда ионно-гидратного слоя испытывает тепловые флуктуации, вынуждая сами глинистые микрочастицы, представляющие собой макроанионы, «откликаться» на тепловые флуктуации заряда ионно-гидратного слоя. В этих наведенных флуктуациях глинистых частиц участвуют и ионы железа в структуре гдинистых частиц, обеспечивая тем самым снижение гамма-резонансного отклика по мере гидратации базальных поверхностей частиц глины. Возникает вопрос – какой процесс обеспечивает увеличение доли твердофазной структуры в образцах обработанной солевым раствором глины. С учетом данных табл. 1, ответ очевиден – имеет место раздвижение силикатных слоев в кристаллитах по «веерному» механизму с формированием микропор и ослаблением влияния катионов-компенсаторов, попавших в поровый раствор в этих микропорах, на колебания ионов железа в самом слое.

Кроме того, был проведен пересчет количества влаги, поглощенной глиной в ходе экспериментов с учетом ионного обмена катионов кальция на натрий. Было показано, что появление дополнительной влаги может быть объяснено только наличием капиллярной конденсации во вновь образованных микропорах. Также следует отметить, что вывод о появлении микропор вследствие веерного механизма расширения глинистых частиц при ионном обмене не является, на первый взгляд, бесспорным. Обращает на себя внимание тот факт, что при ионном обмене кальция на натрий число ионов, способных гидратироваться в водяном паре, удваивается. В то же время энергия гидратации кальция в 3,5 раза выше, чем у иона натрия, то же самое относится и к размерам устойчивых аквакомплексов кальция и натрия (Wells, 2012), так что однозначные выводы, которые можно сделать только из изменения в количестве воды, связанной ионами натрия и эквивалентной (по заряду) сумме ионов кальция, сделать трудно. Следует подчеркнуть, что существуют разные представления о пространственном распределении глинистых частиц при образовании глинистых пород (Осипов и др., 1989). Используя представление о взаимодействии глинистых частиц по принципу «базис–скол», можно получить структуры, которые при набухании ведут себя как вышеупомянутый «шарнир»: изменение объема породы при набухании обусловлено изменение межчастичного угла в узле «базис–скол» (Tuller, Or, 2003, Dormieux et al., 2003). Возможен и другой способ упаковки глинистых частиц при образовании глинистых пород – по принципу «базис – базис» (модель «гармошка»), когда частицы располагаются и образуют агрегатную структуру, аналогичную показанной на рис. 2. Отметим, что при таких структурах набухать как в первом, так и во втором случае должно происходить изменение объема, а после окончания набухания структура должна возвращаться в исходное состояние. Для проверки этого или получения экспериментальных данных, подтверждающих или опровергающих этот факт, нами был проведен дополнительный опыт по набуханию монтмориллонитовых глин. Были взяты два образца одной и той же глины. Первый образец находился при фиксированной влажности, второй подвергался набуханию за счет изменения (роста) влажности в эксикаторе. Затем второй образец доводили до того же значения влажности, что и первый. В конце эксперимента сравнивали удельные поверхности двух изначально одинаковых образцов. Для этого использовали метод адсорбционно-люминесцентного анализа (Эйриш и др., 1975), позволяющий фиксировать долю поверхности частиц, доступную для набухания в монтмориллоните. В ходе проведенных экспериментов было показано, что свободная удельная поверхность глинистых частиц монтмориллонитовой глины в двух образцах после эксперимента различна (табл. 2). При этом изменения общего объема также не зафиксировано. Это может означать только одно – при набухании глины частицы глины раздвигаются по механизму веера или колоды карт с образованием новых микропор, как и в первом эксперименте. Таким образом, при набухании глинистых пород происходит перераспределение порового пространства за счет образования новых пор, возникающих при раздвижении глинистых частиц, образующих глинистые микроагрегаты и агрегаты. На рис. 2, это будет выглядеть как разрушение первоначального порядка в

Месторождение	Состояние	ОЕ	ЧГ
Огланлы	начальное	67	291
Огланлы	финальное	62	242
Саригюх	начальное	77	462
Саригюх	финальное	72	410
Березовское	начальное	47	43
Березовское	финальное	52	78

Табл. 2. Изменение обменной емкости и глинистых чисел образцов глины до (исходного) и после (конечного) их увлажнения

расположении частиц, сопровождающееся переходом каждой аккуратной пачки частиц за счет вращения каждой частицы в свою сторону и заполнения транспортных пор новыми микропорами.

Однако эксперимент показал и более интересные эффекты, сопровождающие набухание. Образцы двух месторождений (Огланлинское месторождение (Туркменистан) и Саригюхское месторождение (Армения)), с высоким содержанием монтмориллонитовой составляющей. Эксперименты показали, что их свободная поверхность после эксперимента уменьшилась. Это можно объяснить тем, что процесс поворота частиц за счет преимущественно монтмориллонитового состава глинистого компонента максимально углубился, с разрушением исходных кристаллитов, и образованием новых микропор на тех участках, которые до набухания были внешними поверхностями кристаллитов и были способны адсорбировать крупные органические катионы, которые и использовались для определения обменной емкости глин (табл. 2). Об этом свидетельствует изменение таких параметров, как обменная емкость (ОЕ) и число глинистости (ЧГ). Рассмотрим некоторые термодинамические и реологические особенности описания такого процесса.

4.2. Физико-химическая механика микроструктурных преобразований набухающих глин

Построим в соответствии с вышесказанным теорию, описывающую наблюдаемый нами процесс. Будем строить эту теорию в рамках классической термодинамики многофазных многокомпонентных систем, т.е. в рамках приближения осмотического равновесия. Далее мы обобщим полученные соотношения на общий случай физико-химической механики гетерогенных систем. Достоверность теории мы будем проверять ее соответствием прежде всего с известными данными по внутрикристаллическому набуханию монтмориллонита (Norrish, 1954), и данными по зависимости заряда слоя Штерна от концентрации порового раствора (Adamson, 1976). Особо хочется подчеркнуть, что строим не модель набухания, а модель микроструктурных преобразований при набухании монтмориллонита. На основании уравнений баланса воды и компонентов раствора (катионов и анионов растворенного вещества), а также первого уравнения Липпмана, (Adamson, 1976)

$$d\gamma / d\varphi = q, \tag{1}$$

можно получить необходимое соотношение для межслоевых расстояний между глинистыми частицами в зависимости от концентрации раствора и основных физико-химических параметров глины (Khramchenkov, 2008). Условием равенства равновесия служит нуль изменения свободной энергии Гиббса всей системы при постоянных давлении и температуре (Khramchenkov, 2008).

$$\sum_{i=0,1,2} (\mu_i \delta n_i + \overline{\mu}_i \delta \overline{n}_i) + \gamma \delta A + \mu_1^s \delta n_1^s = 0, \tag{2}$$

где μ_i – химический потенциал соответствующего компонента, индекс «0» – соответствует воде, индекс «1» – соответствует катионам порового раствора, index «2» – соответствует анионам порового раствора, index «s» означает компонент, который адсорбируется на базальных поверхностях глинистых частиц, n_i – число молей i – го компонента в системе, символ δ означает вариацию соответствующей величины, γ поверхностное натяжение глинистых микроагрегатов ($\gamma = \gamma_{ml} - \gamma_{sl}$) (Адам, 1947), где γ_{ml} – удельная поверхностная энергия (поверхностное натяжение) на границе поверхности глинистой частицы и полислойной пленки воды, γ_{sl} – удельная поверхностная энергия (поверхностное натяжение) на границе поверхности глинистой частицы и монослойной пленки воды)), φ – электрический потенциал, q – поверхностный заряд глинистых частиц, выраженный в концентрационных единицах (единица заряда соответствует одной частице), A – площадь поверхности глинистых частиц. Следствием (2) является равенство химических потенциалов соответствующих компонентов

$$\overline{\mu}_1 = \mu_1, \ \overline{\mu}_2 = \mu_2, \tag{3}$$

где для химических потенциалов катионов и анионов имеем

$$\overline{\mu_1} = \mu_1^0 + RT \ln \overline{C_1} + ez_1 \overline{\varphi}, \overline{\mu_2} = \mu_2^0 + RT \ln \overline{C_2} + ez_2 \overline{\varphi},$$
$$\mu_1 = \mu_1^0 + RT \ln C_1 + ez_1 \varphi, \mu_2 = \mu_2^0 + RT \ln C_2 + ez_2 \varphi. \tag{4}$$

Здесь μ_i^0 означает стандартный химический потенциал катионов и анионов, z_1 и z_2 валентности (заряды) катионов и анионов соответственно, e – заряд электрона, чертой помечены соответствующие величины осмотической ячейки (микроагрегата) глины, R – универсальная газовая постоянная. Мы предполагаем, что в межагрегатных порах $\varphi = 0$, а во внутриагрегатных порах $\varphi \neq 0$, поскольку он создается обменными катионами глинистых частиц. Также предположим для простоты $z_1=1$, $z_2=-1$ (соответствует бинарному 1-1 электролиту). Складывая уравнения (4), получим в соответствии со стандартной процедурой так называемое уравнения доннановского равновесия (Кройт, 1933):

$$\overline{C}_1 \overline{C}_2 = C_1 C_2 = C_0^2. \tag{5}$$

Здесь C_i – концентрация соответствующего компонента, C_0 – концентрация межагрегатного раствора. Из условия общей электрической нейтральности в системе «базальная поверхность – поровый раствор» имеем

$$\overline{C}_1 - \overline{C}_2 = 2q / H. \tag{6}$$

Тогда из (5) и (6) получаем

$$\overline{C}_1 = (q / H) + \sqrt{(q^2 / H^2) + C_0^2},$$
$$\overline{C}_2 = -(q / H) + \sqrt{(q^2 / H^2) + C_0^2}. \tag{7}$$

Здесь H – средняя толщина гидратированного прослоя (расстояние между двумя смежными силикатными слоями). Из (2), (3) и (4) получаем соотношение

$$2\gamma / H = RT(\overline{C}_1 + \overline{C}_2 - 2C_0). \tag{8}$$

Здесь γ – поверхностное натяжение глинистых микроагрегатов, или удельная поверхностная энергия, выделяющаяся при окончательном смачивании поверхности ($\gamma = \gamma_{ml} - \gamma_{sl}$, *где* γ_{ml} – удельная поверхностная энергия (поверхностное натяжение) на границе поверхности глинистой частицы и полислойной пленки воды, а γ_{sl} – удельная поверхностная энергия (поверхностное натяжение, выделяющаяся при формировании одного слоя (монослоя) молекул воды на базальной поверхности). Учитывая (7), получим (Khramchenkov, 2008)

$$2\gamma / H = 2RT(\sqrt{q^2 / H^2 + C_0^2} - C_0). \tag{9}$$

Физическая природа процесса становится ясна: формирующиеся микропоры создают дополнительное давление всасывания (член $2/H$), в равновесии балансирующее осмотическое давление (член $2RT(\sqrt{q^2/H^2+C_0^2}-C_0)$). Уравнение (9) может быть разрешено относительно H (Khramchenkov, 2008):

$$H = A/C_0,\ A=[q^2-\gamma^2/(R^2T^2)]/[2\gamma/(RT)]. \quad (10)$$

Здесь возможны две ситуации. Когда концентрация межагрегатного раствора мала, то, как известно из коллоидной химии (Adamson, 1976), заряд слоя Штерна становится пропорциональным квадратному корню из концентрации раствора, и мы получаем из (1) и (10)

$$q \cong \sqrt{C_0} \Rightarrow H \cong 1/\sqrt{C_0}. \quad (11)$$

Когда концентрация межагрегатного раствора велика, заряд слоя Штерна становится пропорциональным первой степени концентрации раствора, и мы получаем из (1) и (10)

$$q \cong C_0 \Rightarrow H \cong \text{const}. \quad (13)$$

Такое поведение соответствует хорошо известным данным по внутрикристаллическому набуханию монтмориллонита, (Norrish, 1954).

Если микроагрегаты глины находятся под действием механической нагрузки σ, уравнение (9) может быть легко обобщено на этот случай:

$$(\sigma - p) + 2\gamma/H = 2RT(\sqrt{q^2/H^2+C_0^2}-C_0). \quad (14)$$

Здесь p- давление в растворе. Учитывая определение эффективных напряжений σ^f (Nikolaevskiy NV., 1996.), перепишем (14) в виде

$$\sigma^f/(1-m) + 2\gamma/H = 2RT(\sqrt{q^2/H^2+C_0^2}-C_0). \quad (15)$$

Уравнение (15) можно переписать в более привычном виде. Вводя вместо осмотического давления $2RT(\sqrt{q^2/H^2+C_0^2}-C_0)$ его обобщение – расклинивающее давление $\Pi(H)$, а вместо члена $2/H$ его аналог – капиллярное давление p_c, запишем

$$\sigma^f/(1-m) + p_c = \Pi(H). \quad (16)$$

Заметим, что в таком виде уравнение (16) использовалось авторами (Galiullina et al., 2021) и дало хорошее совпадение с результатами соответствующих экспериментов. Величину $\sigma^f/(1-m)$ назовем функцией набухания. Найдем экстремум функции набухания. Для этого продифференцируем левую и правую часть (15) по q и приравняем производную от функции набухания нулю. Тогда имеем

$$\varphi/H = RTq/(H^2\sqrt{q^2/H^2+C_0^2}). \quad (17)$$

Видно, что по характеру изменения знака этой функции в точке экстремума давление набухания отвечает минимуму. Тогда получаем окончательно для заряда в этой точке

$$q = \varphi C_0 H/\left(RT\sqrt{1-\varphi^2/(RT)^2}\right). \quad (18)$$

Интересно, что если мы примем для зависимости межслоевого расстояния от концентрации раствора в макропорах C_0 для малых значений концентраций зависимость Норриша (Norrish, 1954) $H \cong 1/\sqrt{C_0}$ (пропорциональность межслоевого расстояния обратному квадратному корню из концентрации), то получим для заряда слоя Штерна соотношение $q \cong \sqrt{C_0}$, что полностью соответствует выводам по поведению заряда слоя Штерны коллоидных частиц в растворах электролитов (Adamson, 1976). Для случая $H \cong \text{const}$ имеем $q \cong C_0$, что также соответствует (Adamson, 1976).

5. Результаты исследования

5.1. Экспериментальные исследования набухания монтмориллонита

Благодаря проведенным экспериментам по набуханию монтмориллонита, удалось однозначно установить, что процесс набухания сопровождается раздвижением элементарных силикатных слоев, формирующих микроагрегатную (кристаллитную) структуру монтмориллонита друг относительно друга. Это приводит к формированию дополнительных микропор, в которых происходит конденсация дополнительной влаги, наблюдаемая экспериментально. Физически такая реакция монтмориллонитовой глины на рост влагосодержания понятна – образование дополнительных микропор приводит к возникновению дополнительного давления всасывания, противодействующего давлению набухания, что в итоге приводит к минимизации давления набухания в монтмориллоните. На первый взгляд, парадоксальным на этом фоне выглядят данные об уменьшении обменной емкости бентонитов при ее идентификации с помощью органических красителей (метод АЛА). Но такое уменьшение служит лишь дополнительным подтверждением установленного нами механизма раздвижения силикатных слоев, поскольку крупные органические катионы в составе органического красителя адсорбируются лишь на внешних поверхностях кристаллитов монтмориллонита (т.е. на поверхности частиц, слагающих макропоры). Раздвижение силикатных слоев ведет к уменьшению доли таких макропор и замене их на микропоры, что и приводит к видимому уменьшению ОЕ. В глине с преобладанием смешанослойной фазы такого интенсивного образования микропор нет, что и видно по более монотонному росту ОЕ для раздвигающихся частиц монтмориллонита в составе смешанослойной фазы.

5.2. Термодинамика микроструктурных преобразований при набухания монтмориллонита

Согласно данным, полученным в ходе экспериментальных исследований, была разработана термодинамическая модель процесса набухания с учетом эффекта раздвижения силикатных слоев монтмориллонитовой глины. При этом было показано, что последовательное построение термодинамической модели не только учитывает физический эффект раздвижения силикатных слоев и формирования микропор, проявляющихся в возникновении дополнительного капиллярного давления, но и позволяет объяснить классические результаты работы (Norrish, 1954) по зависимости межслоевого расстояния от концентрации раствора.

Выводы

В настоящей работе представлено экспериментальное и теоретическое исследование процесса набухания монтмориллонитовых глин в контакте с парами воды и водными растворами (в дополнение к результатам, полученным ранее (Храмченков и др., 1996)). Получены следующие результаты:

1) установлен факт раздвижения силикатных слоев монтмориллонита при его набухании, формирующих микроагрегатную структуру глины, с образованием при этом дополнительных микропор;

2) этот эффект наблюдается всегда, таким образом он не зависит от кристаллохимических типов монтмориллонита;

3) разработана термодинамическая модель процесса микроструктурных преобразований монтмориллонита, объясняющая особенности физико-химической механики монтмориллонита, на основании представлений о раздвижении силикатных слоев за счет возникновения дополнительного капиллярного давления в формирующихся в микропорах.

Финансирование

Работа была выполнена при поддержке НИИСИ РАН, проект 0580-2021-0016. а также за счет средств субсидии, выделенной Казанскому университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № 075-00216-20-05 от 04.06.2020 (часть II, раздел I)).

Литература

Адам Н.К. (1947). Физика и химия поверхностей. Москва–Ленинград: ОГИЗ Госиздат технико-теоретической литературы, 283 с.

Злочевская Р.И., Королев В.А. (1988). Электроповерхностные явления в глинистых породах. Москва: Изд-во МГУ, 177 с.

Кринари Г.А., Храмченков М.Г. (2005). Низкотемпературная илитизация смектита как биокосный процесс. *Доклады РАН*, 403(5), с. 664–669.

Кринари Г.А., Храмченков М.Г (2008). Трехмерная структура вторичных слюд осадочных пород: особенности и механизм формирования. *Доклады РАН*, 423(4), с. 524–529. https://doi.org/10.1134/S1028334X08090249

Кринари Г.А., Храмченков М.Г. (2011). Обратная трансформация вторичных слюд осадочных пород: механизмы и приложения. *Доклады РАН,* 436(5), с. 674–679. https://doi.org/10.1134/S1028334X11020164

Кринари Г.А., Храмченков М.Г., Рахматулина Ю.Ш. (2013). Механизмы обратной трансформации вторичных слюд по изменениям структуры иллит-смектит. *Доклады РАН*, 452(4), с. 431–437. https://doi.org/10.1134/S1028334X13100036

Кринари Г.А., Храмченков М.Г. Рахматулина Ю.Ш. (2014). Изменения структур смешанослойных фаз иллит-смектит в процессах обводнения терригенных коллекторов нефти. *Геология и геофизика*, 55(7), с. 1153–1167. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.06.010

Кройт Г.Р. (1933). Коллоиды. Ленинград: Госхимтехиздат.

Кульчицкий Л.И., Усьяров О.Г. (1981). Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. М: Недра, 178 с.

Мироненко В.А., Румынин В.Г. (1998). Проблемы гидрогеоэкологии. М: Изд-во Моск. Гос. Горного ун-та, 611 с.

Овчаренко Ф.Д. (1961). Гидрофильность глин и глинистых минералов. Киев: Изд-во АН УССР, 292 с.

Осипов В.И., Бабак В.Г. (1987). Природа и механизм набухания глин. *Инженерная геология*, 5, с. 18–28.

Осипов В.И., Соколов В.Н. (2013). Глины и их свойства. Москва, ГЕОС, 576 с.

Осипов В.И., Соколов В.Н, Румянцева Н.А. (1989). Микроструктура глинистых пород. Москва: Недра, 211 с.

Снежкин Б.А., Лапицкий С.А. (2021). Оценка свойств набухающих глинистых грунтов. Москва: Директ-Медиа, 416 с.

Сорочан Е.А. (1989). Строительство сооружений на набухающих грунтах. Москва: Стройиздат, 157 с.

Храмченков М.Г. (2003). Элементы физико-химической механики природных пористых сред. Казань: Изд-во Казанского математического общества, 178 с.

Храмченков М.Г., Эйриш М.В., Корнильцев Ю.А. (1995). Изучение структурных изменений и термодинамическая модель фильтрационных свойств глинистых пород. *Геоэкология*, 5, с. 65–73.

Храмченков М.Г. (2000). Математическое моделирование фильтрационных и емкостных свойств глинистых пород. *Геоэкология*, 4, с. 401–405.

Храмченков М.Г., Храмченков Э.М., Петруха В.В. (2014). Оценка скорости набухания глинистых пород. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 54–56.

Храмченков М.Г., Храмченков Э.М., Петруха В.В. (2015). Особенности набухания глинистых пород в растворах электролитов. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 62–63.

Эйриш М.В. (1964). О природе сорбционного состояния катионов и воды в монтмориллоните. *Коллоидный журнал*, 26(5), с. 633–639.

Эйриш М.В. (1960). Две фракции сорбированных катионов в бентонитовых глинах. *Изв. ВУЗ СССР. Химия и хим. технология*, 3(6), с. 1022–1023.

Эйриш М.В. (1976). Изучение кристаллической структуры органомонтмориллонитовых комплексов с применением методов электронной микроскопии и микродифракции. *Литология и полезные ископаемые,* 4, с. 144–153.

Эйриш М.В., Бацко Р.С., Двореченская А.А., Иванова А.А., Пшеничная Н.Ф., Солдатова Н.С. (1975). Адсорбционный люминисцентный анализ глинистых минералов с применением органических красителей. *Изв. АН КазССР, сер. Геологическая*, 4, с. 82–88.

Эйриш М.В., Эйриш З.Н., Беззубов В.М., Евдокимова Н.В., Пермяков Е.Н. (1980). Кристаллохимические и структурные особенности монтмориллонита и их влияние на свойства бентонитовых глин. Бентониты (отдельные оттиски). М: Наука, с. 117–125.

Япаскурт О.В. (2016). Литология. М: Инфра, 259 с.

Adamson A.W. (1976). Physical chemistry of surfaces. New York: Wiley, 698 pp.

Carlson M.R. (2003). Practical Reservoir Simulation. PennWell, 516 p.

Dormieux L., Lemarchand, E. and Coussy O. (2003). Macroscopic and Micromechanical Approaches to the Modelling of the Osmotic Swelling in Clays. *Transport in Porous Media*, 50, pp. 75–91. https://doi.org/10.1023/A:1020679928927

Eirish M.V., and Tret'yakova L.I. (1970). The role of sorptive layers in the formation and change of the crystal structure of montmorillonite. *Clay Minerals*, 8, pp. 255–266. https://doi.org/10.1180/claymin.1970.008.3.03

Foley N.K. (1999). Environmental Characteristics of Clays and Clay Mineral Deposits. https://doi.org/10.3133/70220359

Galiullina N.E., Khramchekov M.G., Usmanov R.M. (2021). Mathematical Modeling of Unsaturated Filtration in Swelling Soils Using the Capillary-Rise Problem as an Example. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 94(6), pp. 1519–1525. https://doi.org/10.1007/s10891-021-02432-4

Grim R.E. (1953). Clay mineralogy. New York: McGraw-Hill, 384 pp. https://doi.org/10.1097/00010694-195310000-00009

Khramchenkov M.G. (2008). Fan-shaped model of clays swelling process. *Thermo-Hydromechanical and Chemical Coupling in Geomaterials and Applications*. France, Lille, Polytech-Lille, pp. 297–304. https://doi.org/10.1002/9781118623565.ch29

Khramchenkov M.G., Usmanov R.M. (2017). Modeling of rheological and electro-chemical properties of hydrated clays. *Epitőanyag – Journal of Silicate Based and Composite Materials*, 69(3), pp. 110–113. https://doi.org/10.14382/epitoanyag-jsbcm.2017.19

Khramchenkov M.G., Khramchenkov E.M., Usmanov M.R. (2019). Non-linear equations of mechanics of swelling and metamorphic processes. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(12), pp. 2077–2083. https://doi.org/10.1134/S1995080219120072

Krinari G.A., Khramchenkov M.G. (2018). Interstratified illite-smectite phases: formation mechanisms and practical applications. *Russian Geol. and Geoph*., 59(9), pp. 1120–1128. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.08.006

Mitchell J.K. (1976). Fundamentals of Soil Behavior. New York: John Wiley & Sons, Inc.

Nikolaevskiy NV. (1996). Geomechanics and fluid dynamics. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.

Norrish K., Raussel-Colom I.A. (1957). Low-augle X-ray diffraction studies of the swelling of montmorillonite and vermiculite. *An. Tenth Nat. Conf. on Clays and Clay Minerals*, pp. 123–149. https://doi.org/10.1346/CCMN.1961.0100112

Norrish K. (1954). Swelling of montmorillonite. *Disc. Faraday Soc.,* 18, pp. 120–134. https://doi.org/10.1039/df9541800120

Tuller M., Or, D. (2003). Hydraulic functions for swelling soils: pore scale consideration. *Journal of Hydrology*, 272, pp. 50–71. https://doi.org/10.1016/S0022-1694(02)00254-8

Wells A.F. (2012). Structural inorganic chemistry. Oxford University Press, 1416 p.

Сведения об авторах

Максим Георгиевич Храмченков – доктор физ.-мат. наук, профессор, заведующий кафедрой Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Фарида Ассадулловна Трофимова – кандидат гел.-мин. наук, заведующий лабораторией физико-химических испытаний, АО «ЦНИИгеолнеруд»

Россия, 420097, Казань, ул. Зинина, д. 4

Рустем Маратович Усманов – ассистент Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Роман Эдуардович Долгополов – аспирант Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 20.09.2022;
Принята к публикации 19.03.2023; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Microstructural transformations of swelling clay minerals

M.G. Khramchenkov[1,2], F.A.Trofimova[3], R.M. Usmanov[2], R.E. Dolgopolov[2]*
[1]*Kazan Branch of Joint Supercomputer Center of the Russian Academy of Science, Kazan, Russian Federation*
[2]*Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation*
[3]*CNIIgeolnerud JSC, Kazan, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Maksim G. Khramchenkov, e-mail: mkhramch@gmail.com*

Abstract. An original model of microstructural transformations during clay swelling is considered, a thermodynamic and physical-mechanical description of the properties of clays during the process of swelling in vapors and aqueous solutions is given. The model proposed to explain these properties is based on the concept of mutual displacement of clay particles in clay rock aggregates during swelling with the formation of new pores between clay particles forming crystallites and aggregates. The model is based on the mechanism of utilization of the excess surface energy of clay particles during hydration, taking into account the influence of certain environmental parameters, for example, the concentration of the solution, through a change in the mutual orientation of clay particles, mainly due to rotations or shifts relative to each other, with the formation of an area available for further wetting free surface. In the thermodynamic description, such a process will manifest itself in a change in the surface interaction energy on the wetted areas of the particles when moving during mutual shifts and rotations. At the same time, one of the most important parameters of clay rock, microporosity, also changes. In this work, this phenomenon was experimentally studied using the methods of static moisture capacity and Mössbauer (NGR) spectroscopy. The proposed model makes it possible to explain the features of the clay hydration process and to compare the observed experimental data with the theoretical description of the clay swelling process.

Keywords: clay minerals, montmorillonite, swelling, microporosity, swelling function

Acknowledgements

The work was partially funded by the Joint Supercomputer Center of the Russian Academy of Sciences, Branch of Federal State Institution Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences. Also, this work was supported by the subsidy allocated to Kazan Federal University for the state assignment in the sphere of scientific activities (project no. 0671-2020-0048 of State Assignment no. 075-00216-20-05 of 04.06.2020 (Part II, Section I)).

Recommended citation: Khramchenkov M.G., Trofimova F.A., Usmanov R.M., Dolgopolov R.E. (2023). Microstructural transformations of swelling clay minerals. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 108–118. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.11

References

Adam N.K. (1947). Physics and chemistry of surfaces. Moscow–Leningrad: OGIZ Gosizdat tekhniko-teoreticheskoy literatury, 283 p. (In Russ.)

Adamson A.W. (1976). Physical chemistry of surfaces. New York: Wiley, 698 pp.

Carlson M.R. (2003). Practical Reservoir Simulation. PennWell, 516 p.

Dormieux L., Lemarchand, E. and Coussy O. (2003). Macroscopic and Micromechanical Approaches to the Modelling of the Osmotic Swelling in Clays. *Transport in Porous Media*, 50, pp. 75–91. https://doi.org/10.1023/A:1020679928927

Eirish M.V. (1964). On the nature of the sorption state of cations and water in montmorillonite. *Kolloidnyy zhurnal*, 26(5), pp. 633–639. (In Russ.)

Eirish M.V. (1960). Two fractions of sorbed cations in bentonite clays. *Izv. VUZ SSSR. Khimiya i khim. tekhnologiya*, 3(6), pp. 1022–1023. (In Russ.)

Eirish M.V. (1976). Study of the crystal structure of organo-montmorillonite complexes using electron microscopy and microdiffraction methods. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 4, pp. 144–153. (In Russ.)

Eirish M.V., Batsko R.S., Dvorechenskaya A.A., Ivanova A.A., Pshenichnaya N.F., Soldatova N.S. (1975). Luminescent adsorption analysis of clay minerals using organic dyes. *Izv. AN KazSSR, ser. Geologicheskaya,* 4, p. 82–88. (In Russ.)

Eirish M.V., Eirish Z.N., Bezzubov V.M., Evdokimova N.V., Permyakov E.N. (1980). Crystal-chemical and structural features of montmorillonite and their influence on the properties of bentonite clays. Bentonites (separate impressions). Moscow: Nauka, pp. 117–125. (In Russ.)

Eirish M.V., and Tret'yakova L.I. (1970). The role of sorptive layers in the formation and change of the crystal structure of montmorillonite. *Clay Minerals*, 8, pp. 255–266. https://doi.org/10.1180/claymin.1970.008.3.03

Foley N.K. (1999). Environmental Characteristics of Clays and Clay Mineral Deposits. https://doi.org/10.3133/70220359

Galiullina N.E., Khramchekov M.G., Usmanov R.M. (2021). Mathematical Modeling of Unsaturated Filtration in Swelling Soils Using the Capillary-Rise Problem as an Example. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 94(6), pp. 1519–1525. https://doi.org/10.1007/s10891-021-02432-4

Grim R.E. (1953). Clay mineralogy. New York: McGraw-Hill, 384 pp. https://doi.org/10.1097/00010694-195310000-00009

Khramchenkov M.G. (2003). Elements of physical and chemical mechanics of natural porous media. Kazan: Izd-vo Kazanskogo matematicheskogo obshchestva, 178 p. (In Russ.)

Khramchenkov M.G., Eirish M.V., Korniltsev Yu.A. (1995). Study of structural changes and thermodynamic model of filtration properties of clayey rocks. *Geoekologiya*, 5, pp. 65–73.(In Russ.)

Khramchenkov M.G. (2000). Mathematical modeling of filtration and reservoir properties of clayey rocks. *Geoekologiya*, 4, pp. 401–405. (In Russ.)

Khramchenkov M.G., Khramchenkov E.M., Petruha V.V. (2014). Estimation of the rate of swelling of clay rocks. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 54–56. (In Russ.)

Khramchenkov M.G., Khramchenkov E.M., Petruha V.V. (2015). Peculiarities of swelling of clay rocks in electrolyte solutions. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 62–63. (In Russ.)

Khramchenkov M.G. (2008). Fan-shaped model of clays swelling process. *Thermo-Hydromechanical and Chemical Coupling in Geomaterials and Applications*. France, Lille, Polytech-Lille, pp. 297–304. https://doi.org/10.1002/9781118623565.ch29

Khramchenkov M.G., Usmanov R.M. (2017). Modeling of rheological and electro-chemical properties of hydrated clays. *Epitőanyag – Journal of Silicate Based and Composite Materials*, 69(3), pp. 110–113. https://doi.org/10.14382/epitoanyag-jsbcm.2017.19

Khramchenkov M.G., Khramchenkov E.M., Usmanov M.R. (2019). Non-linear equations of mechanics of swelling and metamorphic processes. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(12), pp. 2077–2083. https://doi.org/10.1134/S1995080219120072

Krinari G.A., Khramchenkov M.G. (2018). Interstratified illite-smectite phases: formation mechanisms and practical applications. *Russian Geol. and Geoph*., 59(9), pp. 1120–1128. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.08.006

Krinari G.A., Khramchenkov M.G. (2005). Low-temperature ilitization of smectite as a bioinert process. *Doklady RAS*, 403(5), pp. 664–669. (In Russ.)

Krinari G.A., Khramchenkov M.G. (2008). Three-dimensional structure of secondary micas of sedimentary rocks: features and mechanism of formation. *Doklady RAS*, 423(4), pp. 524–529. https://doi.org/10.1134/S1028334X08090249

Krinari G.A., Khramchenkov M.G. (2011). Reverse transformation of secondary micas of sedimentary rocks: mechanisms and applications. *Doklady RAS*, 436(5), pp. 674–679. https://doi.org/10.1134/S1028334X11020164

Krinari G.A., Khramchenkov M.G., Rakhmatulina Yu.Sh. (2013). Mechanisms of reverse transformation of secondary micas by changes in the structure of illite-smectite. *Doklady RAS*, 452(4), pp. 431–437. https://doi.org/10.1134/S1028334X13100036

Krinari G.A., Khramchenkov M.G. Rakhmatulina Yu.Sh. (2014). Changes in the structures of mixed-layer phases of illite-smectite in the processes of flooding of terrigenous oil reservoirs. *Russian Geology and Geophysics*, 55(7), pp. 1153–1167. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.06.010

Kroyt G.R. (1933). Colloids. Leningrad: Goshimtekhizdat. (In Russ.)

Kulchitsky L.I., Usyarov O.G. (1981). Physical and chemical bases of formation of properties of clay rocks. Moscow: Nedra, 178 p. (In Russ.)

Mironenko V.A., Rumynin V.G. (1998). Problems of hydrogeoecology. Moscow: Izd-vo Mosk. Gos. Gornogo un-ta, 611 p. (In Russ.)

Mitchell J.K. (1976). Fundamentals of Soil Behavior. New York: John Wiley & Sons, Inc.

Nikolaevskiy N.V. (1996). Geomechanics and fluid dynamics. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.

Norrish K., Raussel-Colom I.A. (1957). Low-augle X-ray diffraction studies of the swelling of montmorillonite and vermiculite. *An. Tenth Nat. Conf. on Clays and Clay Minerals*, pp. 123–149. https://doi.org/10.1346/CCMN.1961.0100112

Norrish K. (1954). Swelling of montmorillonite. *Disc. Faraday Soc.,* 18, pp. 120–134. https://doi.org/10.1039/df9541800120

Ovcharenko F.D. (1961). Hydrophilicity of clays and clay minerals. Kiev: Izd-vo AN USSR, 292 p. (In Russ.)

Osipov V.I., Babak V.G. (1987). Nature and mechanism of clay swelling. *Inzhenernaya geologiya*, 5, p. 18–28. (In Russ.)

Osipov V.I., Sokolov V.N. (2013). Clays and their properties. Moscow, GEOS, 576 p. (In Russ.)

Osipov V.I., Sokolov V.N., Rumyantseva N.A. (1989). Microstructure of clay rocks. Moscow: Nedra, 211 p. (In Russ.)

Snezhkin B.A., Lapitsky S.A. (2021). Evaluation of the properties of swelling clay soils. Moscow: Direct-Media, 416 p. (In Russ.)

Sorochan E.A. (1989). Construction of structures on swelling soils. Moscow: Stroyizdat, 157 p. (In Russ.)

Tuller M., Or, D. (2003). Hydraulic functions for swelling soils: pore scale consideration. *Journal of Hydrology*, 272, pp. 50–71. https://doi.org/10.1016/S0022-1694(02)00254-8

Wells A.F. (2012). Structural inorganic chemistry. Oxford University Press, 1416 p.

Yapaskurt O.V. (2016). Lithology. Moscow: Infra, 259 p. (In Russ.)

Zlochevskaya R.I., Korolev V.A. (1988). Electro-surface phenomena in clayey rocks. Moscow: Izd-vo MSU, 177 p. (In Russ.)

About the Authors

Maksim G. Khramchenkov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Professor, Head of Department

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University

18, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Farida A. Trofimova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Physical and Chemical Tests

CNIIgeolnerud JSC

4, Zinina str., Kazan, 420097, Russian Federation

Rustem M. Usmanov – Research Assistant, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies

Kazan Federal University

18, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Roman E. Dolgopolov – Postgraduate Student, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies

Kazan Federal University

18, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 20 September 2022;
Accepted 19 March 2023;
Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12

УДК 622.276

Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации

Р.А. Зайцев[1], Д.А. Мартюшев[2]*

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия

[2]Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

На сегодняшний день накоплен значительный зарубежный и отечественный опыт строительства и эксплуатации горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин в различных горно-геологических условиях. Несмотря на то, что горизонтальные скважины имеют много преимуществ, значительные капиталовложения, необходимые для бурения и заканчивания скважин, являются сдерживающими факторами. В связи с этим крайне важным становится принятие решения о выборе оптимального профиля скважины в конкретных геолого-физических условиях. Актуальность работы также подтверждается тем, что на некоторых объектах разработки отмечается снижение дебита нефти горизонтальных скважин до уровня наклонно-направленных в начальный период эксплуатации. Рассматриваемые в работе нефтяные месторождения Пермского края, эксплуатирующиеся горизонтальными скважинами, характеризуются существенным различием фильтрационно-емкостных свойств и объединены в несколько групп: «северную» (С) и две «южных» ($Ю_1$ и $Ю_2$). Основным параметром при выделении групп является коэффициент подвижности нефти. Выполненная в статье поскважинная технико-экономическая оценка, основанная на фактических значениях добычи за многолетний период, позволила выявить оптимальный профиль скважины в зависимости от геолого-физических характеристик коллектора. Объединив основные геологические характеристики залежей с экономической оценкой, построены зависимости чистого дисконтированного дохода от гидропроводности пласта, позволяющие рекомендовать тип профиля скважины в конкретных геолого-физических условиях. Также в работе для разнообразных геолого-физических условий определено значение минимально рентабельной добычи нефти для различного профиля скважин. Таким образом, в работе создана основа, необходимая для определения типа профиля скважин при планировании эксплуатационного бурения.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, карбонатный коллектор, технико-экономическая оценка, проницаемость пласта, гидропроводность, профиль скважины, накопленная добыча нефти

Для цитирования: Зайцев Р.А., Мартюшев Д.А. (2023). Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации. *Георесурсы,* 25(1), с. 119–129. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12

1. Введение

В настоящее время при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья приоритетом является достижение максимально возможного и экономически рентабельного коэффициента извлечения нефти (КИН). Мировая статистика показывает, что большинство нефтяных месторождений находятся на заключительной стадии разработки или близкой к ней, что свидетельствует о важности поиска новых способов увеличения нефтеотдачи (Ibrahem et al., 2021). Эффективный способ, который используется на значительном количестве «зрелых» нефтяных месторождений, – это бурение горизонтальных скважин (ГС). Эксплуатация ГС в большинстве случаев повышает КИН за счет увеличения площади контакта с нефтяным пластом, более равномерном стягивании контура нефтеносности, большими значениями производительности и др. (Foroud et al., 2012; Таипова и др., 2017; Якупов и др., 2019; Hazbeh et al., 2021; Mohammadian et al., 2022). Несмотря на то, что горизонтальные скважины имеют много преимуществ, значительные капиталовложения, необходимые для бурения и заканчивания скважин, являются сдерживающими факторами (Hu et al., 2023). Таким образом, очень важно изучить возможность и особенности бурения ГС в различных геолого-физических условиях (Киселев и др., 2015; Тарасов и др., 2017; Бергенов и др., 2020; Lifeng et al., 2020; Nazari, Hajizadeh, 2023). Несмотря на то, что в настоящее время накоплен значительный опыт строительства и эксплуатации горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин вопрос обоснованного выбора типа скважин, которые должны соответствовать конкретным геологическим, технологическим, техническим и экономическим факторам, остается изученным не до конца. Настоящая статья посвящена повышению эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных объектов нефтяных месторождений Пермского края путем определения оптимального профиля скважин в конкретных геолого-физических условиях на основе их ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации.

В течение последних десятилетий на эту тему проводились исследования как зарубежных, так и отечественных

* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев
e-mail: martyushevd@inbox.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

ученых. Гуо и Эванс (1993) разработали экономическую модель для оценки возможности бурения ГС в карбонатных коллекторах с естественной трещиноватостью. Aanonsen и др. (1995) предложили метод оптимизации размещения скважин с учетом геологических неопределенностей. Wagenhofer и Hatzignatiou (1996) попытались оптимизировать глубину горизонтальной скважины, используя концепцию конуса воды и газа, разработав суррогатную модель для использования вместо исходного симулятора. Биттенкур (1997) и Йетен и др. (2002) представили гибридный алгоритм для получения наилучшего плана разработки нефтяного месторождения. Концепция карты качества, которая представляет собой двумерное представление характеристик коллектора, введена Крузом и др. (1999). Dejean и Blanc (1999) применили методологию поверхности отклика (RSM) и форму квадратичной модели для оптимизации местоположения ГС. Guyaguler (2003) создал гибридный генетический алгоритм, объединив нейронные сети, прокси Кригинга, алгоритм многогранников и динамический симулятор, а также оптимизировал расположение вертикальных добывающих и нагнетательных скважин. Накадзима и Шойзер (2003) разработали способ определения эффективных параметров работы ГС. Сейфи и Каземзаде (2008) представили методологию, основанную на концепции метамоделирования, с целью оптимизации расположения вертикальных и горизонтальных скважин в трещиноватых коллекторах. В работе (Lui et al., 2020) описывается взаимосвязь между геологическими параметрами в различных масштабах для сложнопостроенного коллектора Фуюй и обосновываются профиль и расстояния между скважинами с помощью численного моделирования. Авторы (Mohammadnia et al., 2013) описывают разработанную зависимость характеристик притока для нефтяного пласта, эксплуатирующегося горизонтальными скважинами. В работе используют статистический анализ для определения геолого-физических параметров, влияющих на приток жидкости к скважинам. В результате исследований авторами установлено, что единственным существенным фактором, влияющим на приток жидкости к ГС, является отношение вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора. В статье авторы (Lisboa and Castro, 2007) использовали метод Монте-Карло для связи свойств коллектора и флюидов. Полученные результаты авторы предлагают использовать на этапе планирования бурения ГС. Авторы работы (Yang et al., 2021) указывают на то, что длина горизонтального участка является решающим параметров, который представляет собой сложную технико-экономическую проблему, на которую влияют геолого-физические характеристики пласта-коллектора, технология и стоимость бурения и др.

В работах (Воеводкин и др., 2018; Воеводкин и др., 2019) описывается подход бурения ГС для довыработки остаточных запасов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. На месторождениях Республики Татарстан для увеличения эффективности доразработки многопластовых месторождений предлагается использование различных систем ГС (Таипова и др., 2017). В работе (Jing Zhao, 2011) отмечается, что при разработке нефтяных месторождений дебиты ГС в среднем в пять раз выше по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС). Тот же факт отмечается на нефтяных месторождениях, которые разрабатывает компания «Башнефть». При разработке турнейского яруса Татышлинского месторождения при снижении депрессии на пласт в два раза произошло уменьшение дебита ГС примерно также в два раза. При этом стоить отметить, что по ННС в этот же период времени отмечалось снижение дебита более чем в семь раз. В работе (Якупов и др., 2019) проведен анализ эксплуатация ГС на Старцевском и Илишевском месторождениях, в результате которого установлено, что их средний дебит нефти в 1,5 раза выше, чем ННС, при значительно меньшей депрессии на пласт и значении обводненности добываемой продукции. На Мишкинском месторождении скважины вводились под добычу фонтанным способом с дебитом по нефти более 60 т/сут при средних текущих дебитах ННС около 4 т/сут. В среднем начальный дебит нефти по ГС составлял 25,5 т/сут и превышал дебит ННС более чем в 7 раз.

Стоить выделить ряд работ (Pang et al., 2012; Liu et al., 2013; Akangbou et al., 2017), в которых отмечается, что в зависимости от конкретных геолого-физических условий нефтяных залежей коэффициент извлечения нефти ГС повышается на 3–5% по сравнению с разработкой пласта ННС. В результате разработки нефтяных месторождений ГС снизились депрессии, разрядились сетки скважин, значительно увеличилась продолжительность безводной эксплуатации. В работах (Zhang et al., 2019; Chen et al., 2021) представлен анализ значительной истории эксплуатации нефтяных месторождений ГС и установлено, что успешно начинают свою работу лишь 60 % из них. К основным причинам низкой технологической эффективности ГС можно отнести следующие: 1) неудачное геологическое обоснование месторасположения ствола ГС по площади и в разрезе; 2) слоистое строение продуктивного пласта; 3) неудачное освоение скважин; 4) необоснованность выбора конструкции ГС и многоствольных ГС в зависимости от геологических и технологических факторов; 5) просчеты в системе поддержания пластового давления (ППД), приводящие к снижению пластового давления, депрессии и соответственно дебита скважин, а также к процессу разгазирования нефти в пласте и др.

Выполненный коллективом авторов (Воеводкин и др., 2018) анализ основных проблем при строительстве ГС на месторождениях Российской Федерации выявил, что около 48 % неудач сопутствует освоению и заканчиванию ГС; 22 % – при бурении; 18 % – при эксплуатации; 12 % – при определении коллектора. По данным компании «Башнефть» технологически эффективными являются лишь 67 % ГС. К основным причинам неэффективных скважин авторы относят низкую геологическую изученность пропластков, обводнение скважин подошвенной пластовой водой, также отмечается, что для месторождений Башкортостана оптимальной является длина ГС, равная 200–400 м. Однако в ряде работ (Zhao et al., 2011; Zhang et al., 2019) ссылка на недостаточную изученность опровергается и основной причиной является неудачное обоснование месторасположения горизонтального ствола или допущение просчетов при выборе эксплуатационных объектов для бурения.

Анализ мирового опыта бурения и эксплуатации ГС в различных геолого-физических условиях позволяет

сделать вывод, что они имеют значительную зону дренирования в отличие от вертикальных (ВС) и наклонно-направленных (ННС), что способствует повышению дебитов и увеличению конечной нефтеотдачи продуктивных пластов, но при этом имеют и большие затраты на строительство. Эффективность использования скважин различного типа профиля в ряде случаев оказывается существенно ниже потенциальной и не позволяет раскрыть весь потенциал актива (Иктисанов, 2018; Иктисанов, 2020). Подводя итог анализу используемых методов/подходов для технико-экономической оценки бурения ГС можно сделать вывод, что значительная часть исследований сконцентрирована на изучении изменения коэффициента продуктивности. В данной статье авторы не используют всеми применяемый подход, а в качестве основного параметра для анализа опираются на коэффициент гидропроводности, учитывающий исключительно геологическую составляющую коллектора.

2. Геологическое строение и состояние разработки рассматриваемых объектов

На месторождениях Пермского края с 1992 по 2021 год на «верхние» объекты разработки: серпуховский, башкирский и верейский пробурено более 110 горизонтальных скважин. Распределение количества скважин по группам месторождений следующее:

- «Северная» группа (восемь месторождений) пробурено 57 ГС;
- «Южная» группа (девять месторождений) пробурено 56 ГС.

Территориальное расположение «северной» и «южной» групп месторождений на территории Пермского края представлено на рисунке 1, их геолого-физическая характеристика – в таблице 1.

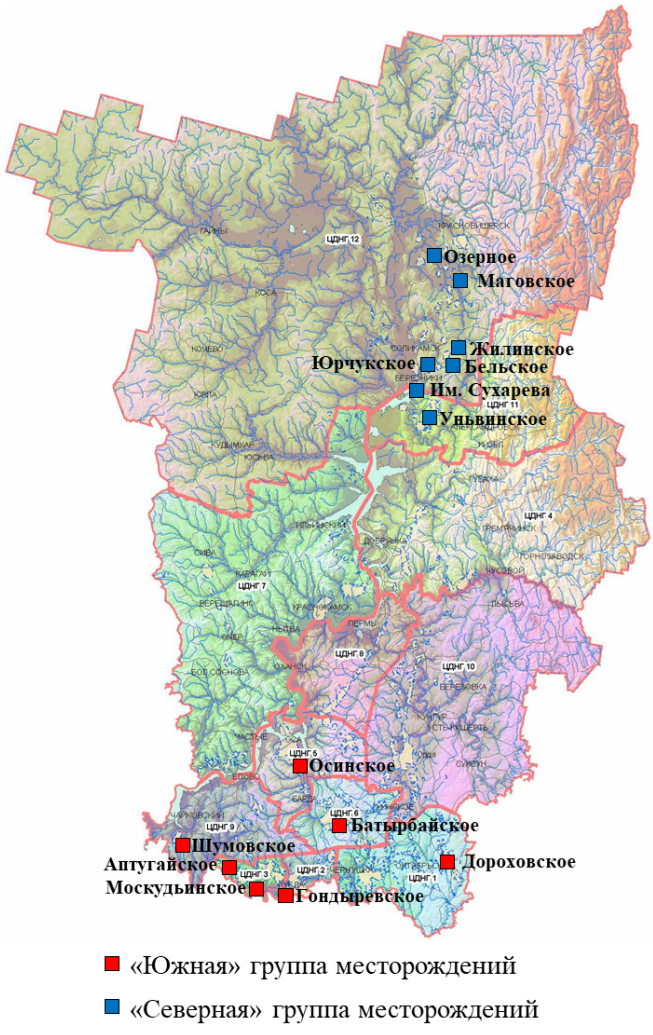


Рис. 1. Месторождения Пермского края, эксплуатирующиеся горизонтальными скважинами

Группа	Месторождение	Объект разработки (пласт)	$h_н$, м	k, $\cdot 10^{-3}$ мкм^2	m, д. ед.	k/μ, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$/мПа·с
$Ю_1$	Аптугайское	$В_3$	2,6 – 5,3 / 3,8	213 – 845 / 544	0,16 – 0,21 / 0,19	28,1 – 112,5 / 56,1
	Москудьинское	$В_3В_4$				
	Шумовское	Бш				
$Ю_2$	Дороховское	Бш	1,0 – 6,7 / 3,9	11 – 605 / 112	0,12 – 0,18 / 0,15	1,9 – 18,4 / 6,6
		$В_3В_4$				
	Москудьинское	Бш				
	Шумовское	См				
	Гондыревское	$В_3$				
		Бш				
	Батырбайское	Бш				
		$В_3В_4$				
		$В_1$				
	Осинское	Бш-Срп				
С	Бельское	Бш	2,7 – 16,8 / 9,1	10 – 123 / 37	0,09 – 0,15 / 0,12	2,4 – 178,8 / 26,3
	Жилинское	Бш-Срп				
	им. Сухарева	Бш-Срп				
	Маговское	Бш-Срп				
	Озерное	Бш ($Бш_1$)				
	Уньвинское	Бш-Срп				
	Юрчукское	Бш-Срп				

Табл. 1. Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов. $h_н$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; k – проницаемость коллектора, определенная по данным ГДИ; m – пористость коллектора

Для обоснования критериев по выбору профиля скважин на исследуемых объектах разработки выполнен анализ эффективности эксплуатации как ГС, так и ННС. Динамика ввода скважин различного профиля и их первоначальная технологическая эффективность в разрезе «Северной» и «Южной» групп месторождений представлена на рисунках 2 и 3. Необходимо отметить, что скважины, введенные в эксплуатацию в период 2019–2021 гг., ввиду непродолжительного периода эксплуатации исключены из дальнейшего анализа.

Скважины, эксплуатирующие объекты «Северной» группы, характеризуются бо́льшими значениями начальных дебитов нефти, чем «Южной» группы: по ГС – 31,4 и 14,7 т/сут, по ННС – 28,2 и 10,6 т/сут соответственно. Накопленная добыча нефти по анализируемым скважинам составляет 7,9 млн т, в том числе 2,5 млн т по ГС и 5,2 млн т по ННС. В среднем на одну пробуренную ГС/ННС приходится 29,6/26,8 тыс. т соответственно (на скважину «Южной» группы – 20,9/17,8 тыс. т, «Северной» группы – 38,7/57,1 тыс. т).

Анализируемые продуктивные пласты характеризуются сложным геологическим строением и, как правило, неоднородны (Мартюшев, Зайцев, 2019; Martyushev et al., 2023).

Для дальнейшего анализа рассматриваемые объекты объединены в группы исходя из их продуктивности: «Северная» (С) и «Южная» (Ю). Из-за значительного различия фильтрационно-емкостных свойств коллекторов «Южная» группа разделена на две подгруппы: «$Ю_1$» и «$Ю_2$»

В состав группы «$Ю_1$» вошли залежи пластово-сводового типа, обладающие высокой емкостью (пористость более 16 %) и проницаемостью (более 0,213 мкм²). Для учета фильтрационных свойств продуктивных пластов в статье используется коэффициент подвижности, равный отношению проницаемости коллектора к вязкости нефти. По группе «$Ю_1$» коэффициент подвижности обладает максимальными значениями и изменяется в пределах 28–113 мкм²/мПа·с, составляя в среднем 56,1 мкм²/мПа·с. Данная группа характеризуется минимальным значением расчлененности из всей анализируемой выборки, которое изменяется от 2,3 до 3,9. В выборку данной группы для дальнейшего анализа включены 17 ГС и 54 ННС.

В группу «$Ю_2$» вошли залежи преимущественно пластово-сводового типа, характеризующиеся средней емкостью (пористость 12–18 %) и проницаемостью (0,011–0,605 мкм²). Коэффициент подвижности изменяется в пределах 1,9–18,4 мкм²/мПа·с, составляя в среднем 6,5 мкм²/мПа·с. Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 18,6, составляя в среднем 10,0. В выборку данной группы для дальнейшего анализа включены 26 ГС и 97 ННС.

В группу «С» вошли залежи, расположенные территориально в северной части Пермского края. Это залежи преимущественно пластово-массивного и массивного типа, средней емкости (пористость 9–15 %) и проницаемостью (0,010–0,123 мкм²). Коэффициент подвижности изменяется в пределах 2,4–25,3 мкм²/мПа·с, составляя в среднем 11,8 мкм²/мПа·с. Коэффициент расчлененности изменяется от 3,0 до 30,0, составляя в среднем 14,6.

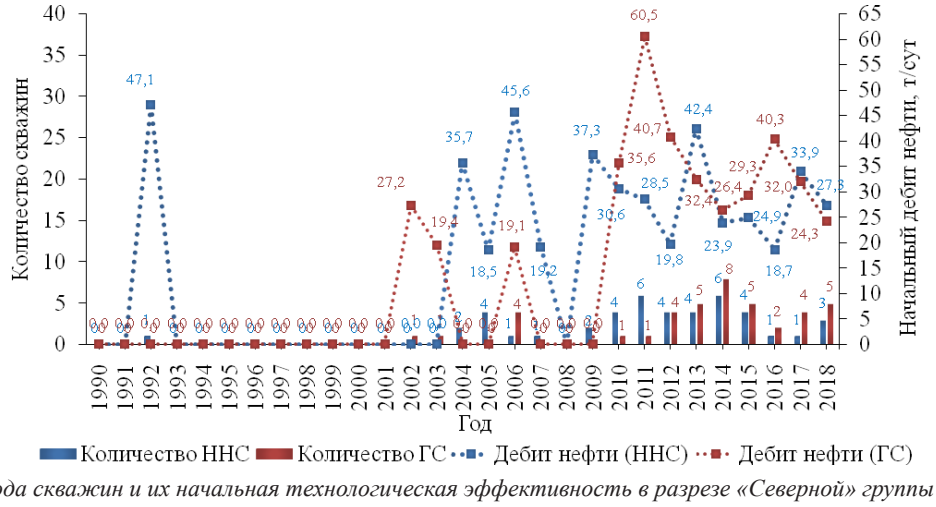


Рис. 2. Динамика ввода скважин и их начальная технологическая эффективность в разрезе «Северной» группы месторождений

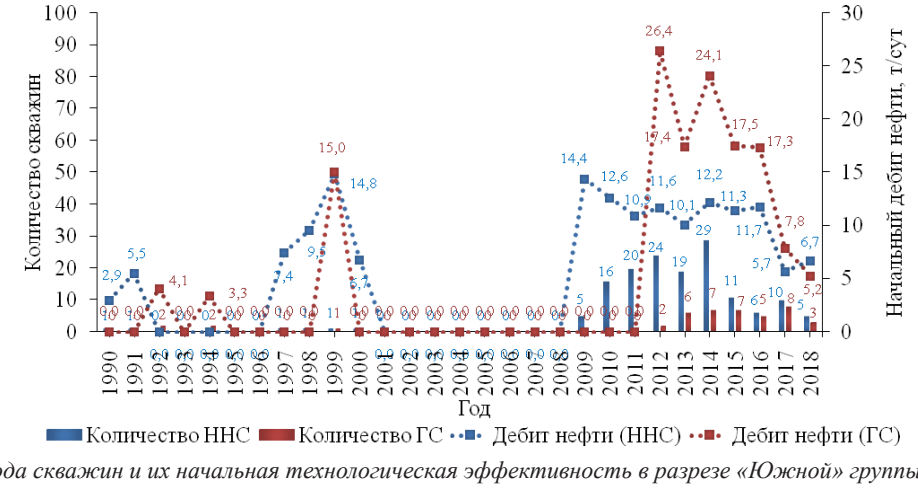


Рис. 3. Динамика ввода скважин и их начальная технологическая эффективность в разрезе «Южной» группы месторождений

В выборку данной группы для дальнейшего анализа включены 41 ГС и 44 ННС.

Проведенный анализ динамики работы ГС и ННС на выделенных группах месторождений позволил установить следующее.

• По группе «$Ю_1$», обладающей лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), ГС характеризуются наилучшими технологическими показателями относительно ННС даже при незначительной проходке по коллектору и высокой расчлененности пласта. Подробная информация по общей и эффективной проходке горизонтального участка ГС рассматриваемых групп месторождений представлена в работе (Зайцев, 2022).

• По группе «$Ю_2$», обладающей низкими ФЕС, ГС характеризуются сопоставимыми начальными дебитами с ННС в первый год эксплуатации (выше на 12,8 %), обладая большим темпом снижения дебитов и увеличения обводненности скважинной продукции, и, как следствие, меньшим значением удельной накопленной добычи нефти. Установлено, что производительность ГС и ННС группы «$Ю_2$» в 3,1 и 2,2 раза меньше скважин группы «$Ю_1$», при большем значении средней длины горизонтального участка скважин группы «$Ю_2$» на 18,7 % и меньшем значении проходки по коллектору (на 19 %).

• По группе «С», обладающей относительно невысокими ФЕС и высоким значением расчлененности, ГС характеризуются сопоставимыми начальными дебитами с ННС в первый год эксплуатации (выше на 7,3 %), обладая большим темпом падения дебитов и увеличения обводненности скважинной продукции, и, как следствие, меньшим значением удельной накопленной добычи нефти за пятилетний период. В ходе анализа установлено, что по двум объектам разработки ввиду большего значения коэффициента подвижности удельная добыча нефти по ГС превышает ННС в 1,4 раза. Данные выводы коррелируются с полученными ранее результатами анализа по группам «$Ю_1$» и «$Ю_2$». Выявлено, что производительность горизонтальных и наклонно-направленных скважин группы «С» в 1,1 и 2,0 раза выше группы «$Ю_1$» ввиду больших значений нефтенасыщенных толщин данной группы.

• Вне зависимости от группы месторождений и территориальной принадлежности динамика снижения пластового давления во времени по ГС имеет более высокие темпы относительно ННС. Данный факт связан, прежде всего, с большим значением отборов жидкости горизонтальных скважин.

3. Материалы и методы

В настоящей статье для анализа значительного количества скважин привлечены материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах; фактическая стоимость пробуренных скважин; промысловые материалы (динамика дебитов нефти, жидкости, обводненности) и произведена экономическая оценка их эксплуатации. Особенности рассматриваемых объектов разработки, на которых выполнено эксплуатационное бурение, а также результаты проведенных ГТМ на анализируемых скважинах подробно описаны в работе (Зайцев, Распопов, 2020; Пономарева, Мартюшев, 2020).

Для проведения анализа по выбранным ранее 279 добывающим скважинам (195 ННС и 84 ГС) привлечены промысловые материалы и произведена экономическая оценка за десятилетний период их эксплуатации. Для увеличения достоверности и обеспечения сопоставимости результатов выполнена экстраполяция технологических показателей работы (добычи нефти и жидкости) по 201 скважине (прогнозируемый период для ННС в среднем составил 2 года, для ГС – 3 года).

Посскважинная экономическая оценка выполнялась в формате паспорта инвестиционного проекта (ПИП). В ходе выполнения расчетов по всем скважинам указывалось фактическое значение проходки и их способ освоения (гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка). Также для корректного сопоставления конечных данных стоимость одного метра проходки указывалась по скважинам облегченной конструкции (малого диаметра) для обоих типов заканчивания, поскольку на сегодняшний день данная технология имеет массовое применение на «верхних» объектах разработки.

4. Результаты и обсуждение

4.1. Обоснование выбора профиля скважин на основе технико-экономической оценки

По группам «$Ю_1$», «$Ю_2$», «С» проанализирована добыча нефти по 84 ГС и 195 ННС. Для корректного сопоставления основных показателей работы скважин различного типа заканчивания и оценки экономических показателей по группам их даты ввода приведены к условному первому году эксплуатации. Общая динамика работы анализируемых скважин и в разрезе групп коллекторов, представлена на рисунках 4–7, обобщенные результаты экономических расчетов – в таблице 2.

По результатам выполненной технико-экономической оценки отмечается достаточно высокая успешность бурения скважин на объектах групп «$Ю_1$» и «С»: чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV) в среднем на одну скважину для ННС составил 0,7–1,8 млн $, для ГС – 0,9–1,2 млн $. Стоит отметить, что в это же время 63,4 % скважин (56 ННС и 22 ГС), пробуренных на объекты группы «$Ю_2$», характеризуются низкой экономической эффективностью или же вовсе являются нерентабельными и требуют подбора технологии освоения или интенсификации отборов в процессе эксплуатации.

Стоить отметь, результаты, которые получены при сравнении эффективности скважин различного заканчивания в разрезе выделенных групп. На объектах группы «$Ю_1$» бурение ГС характеризуется бо́льшими значениями накопленной добычи нефти (в 1,6 раз) и чистого дисконтированного дохода (в 1,7 раз), относительно использования ННС. Обратная ситуация наблюдается на коллекторах группы «С», где большая технологическая и экономическая эффективность наблюдается у ННС (в 1,2 и 1,9 раз, соответственно).

Значительное количество проведенных посскважинных расчетов позволило разработать палетки, позволяющие ориентироваться при выборе оптимального заканчивания скважин в разрезе объектов разработки с помощью зависимости чистого дисконтированного дохода от подвижности нефти с учетом нефтенасыщенной толщины пласта – гидропроводности (рис. 8). Значение гидропроводности по скважинам определялось по результатам имеющихся гидродинамических исследований (Мартюшев,

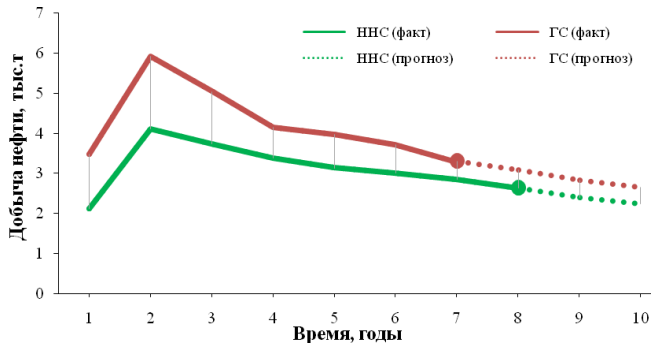


Рис. 4. Динамика работы скважин различного профиля (полная выборка)

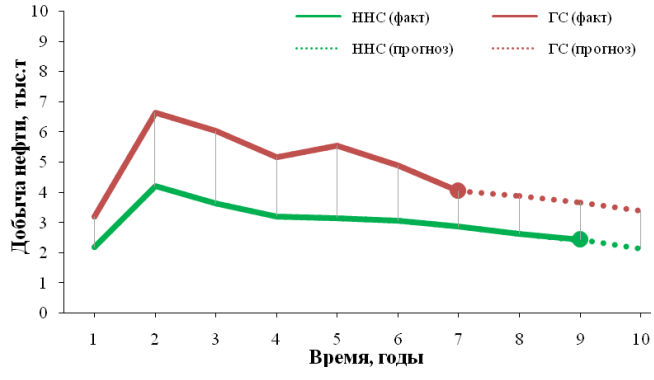


Рис. 5. Динамика работы скважин различного профиля (объекты группы «Ю$_1$»)

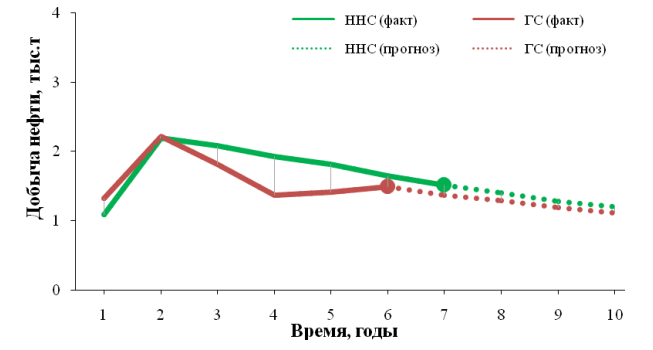


Рис. 6. Динамика работы скважин различного профиля (объекты группы «Ю$_2$»)

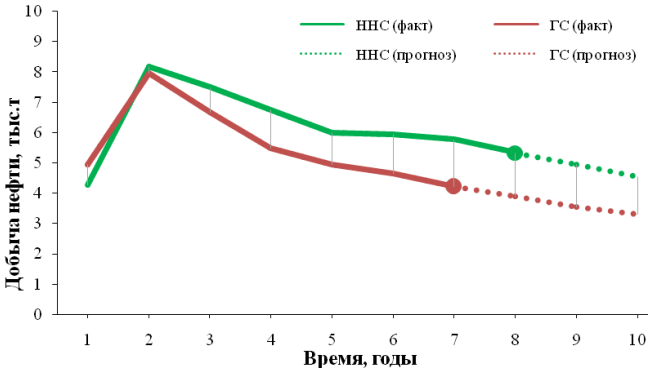


Рис. 7. Динамика работы скважин различного профиля (объекты группы «С»)

Показатель	Группа объектов					
	«Ю$_1$»		«Ю$_2$»		«С»	
	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС
Количество скважин, ед.	54	17	97	26	44	41
Средняя накопленная добыча нефти, тыс.т	29,5	46,5	16,1	14,6	59,1	49,9
Чистый дисконтированный доход, млн.$/скв.	0,709	1,200	0,018	-0,511	1,822	0,943
Количество нерентабельных скважин, ед.	11	1	56	22	4	18

Табл. 2. Обобщенные результаты экономических расчетов

Слушкина, 2019). Точка пересечения линий зависимости чистого дисконтированного дохода от гидропроводности продуктивного пласта для ННС (R^2 = 0,76–0,80) и ГС (R^2 = 0,42–0,67) представляет собой значение, при котором экономическая эффективность технологии заканчивания скважин изменяется на противоположную и выявляется оптимальный тип заканчивания для данных геолого-физических условий. Стоить отметить, что зависимости являются линейными и исходя из общей классификации корреляционных связей (Ивантер, Коросов, 1992) для группы «Ю$_1$, Ю$_2$» для ННС: r = 0,65 – зависимость средняя, для ГС: r = 0,873 – связь тесная. Для группы «С» для ННС: r = 0,821, для ГС: r = 0,892 – обе зависимости тесные.

Из полученных палеток следует, что при малых значениях нефтенасыщенных толщин и низких коэффициентах подвижности нефти (гидропроводности) оптимальным вариантом заканчивания являются наклонно-направленные скважины, далее, с увеличением гидропроводности скважины с горизонтальным окончанием являются наиболее экономически целесообразными. Точка пересечения или изменения технологии заканчивания скважин для северной и южных групп отличаются в несколько раз, что прежде всего объясняется большим значением нефтенасыщенных толщин по северной группе месторождений.

При использовании палеток на практике важно понимать, что существует область неопределенности или принятия решений, обусловленная неоднородностью корреляционных полей. Ее величина в данной статье принята условной на уровне ±25 % от точки изменения заканчивания скважин. При нахождении проектной скважины в области принятия решения рекомендуется привлекать дополнительные инструменты анализа, в частности, гидродинамические симуляторы с последующей детальной экономической оценкой.

Другим условием эффективного использования палеток, как и любого другого метода на базе статистики, является требование к ее регулярной актуализации по мере получения новых геолого-промысловых данных.

4.2. Разработка палеток для экспресс-оценки рентабельности эксплуатационного бурения

Важным шагом является оценка рентабельности эксплуатационного бурения скважин различного профиля. Для решения данной задачи разработаны палетки для экспресс-оценки рентабельности инвестиционных модулей по эксплуатационному бурению. Построены зависимости чистого дисконтированного дохода от накопленной добычи нефти для различных профилей скважин

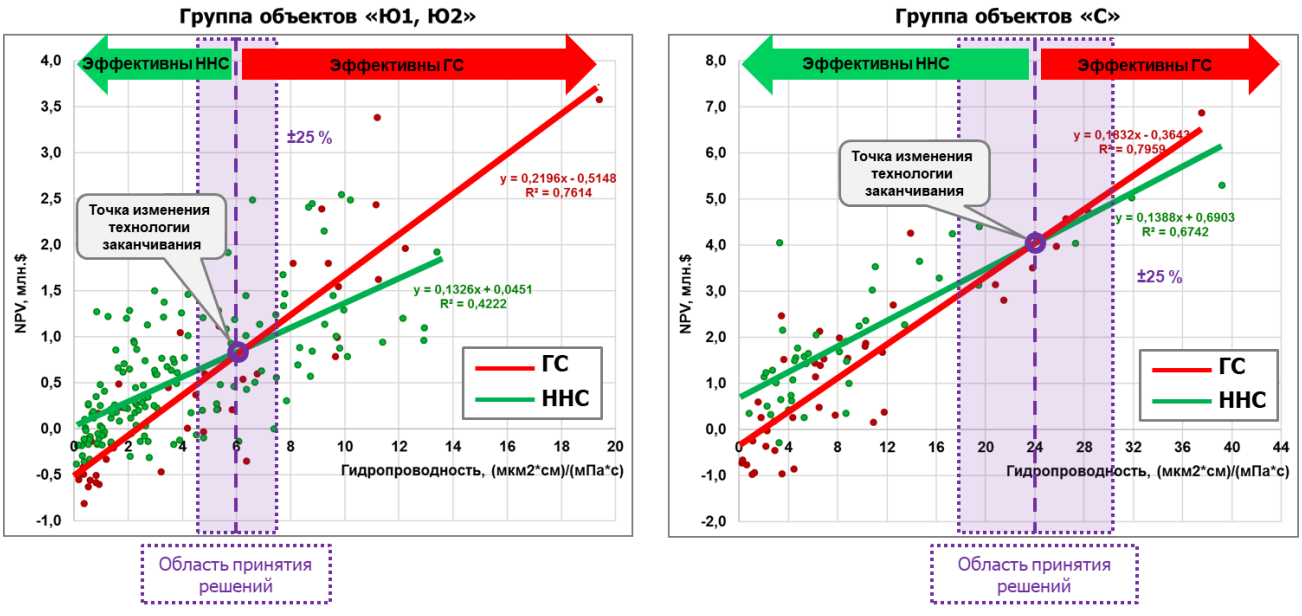


Рис. 8. Палетки для выбора профиля скважин, эксплуатирующихся в различных геолого-физических условиях нефтяных месторождений Пермского края

и геолого-физических характеристик коллекторов (рис. 9).

Анализируемые при эксплуатационном бурении инвестиционные модули условно относят к трем группам: нерентабельным, условно рентабельным и рентабельным. Минимальная рентабельная добыча нефти за 10 лет для ННС малого диаметра составляет 9–14 тыс. т, для ГС малого диаметра – 18–26 тыс. т (табл. 3).

Необходимо отметить, что полученные результаты позволяют выполнить экспресс-оценку рентабельности эксплуатационного бурения и отнести скважину к одной из трех условно выделенных групп. Данные зависимости необходимо использовать как при формировании предложений в программу по эксплуатационному бурению, так и при составлении проектно-технологических документов

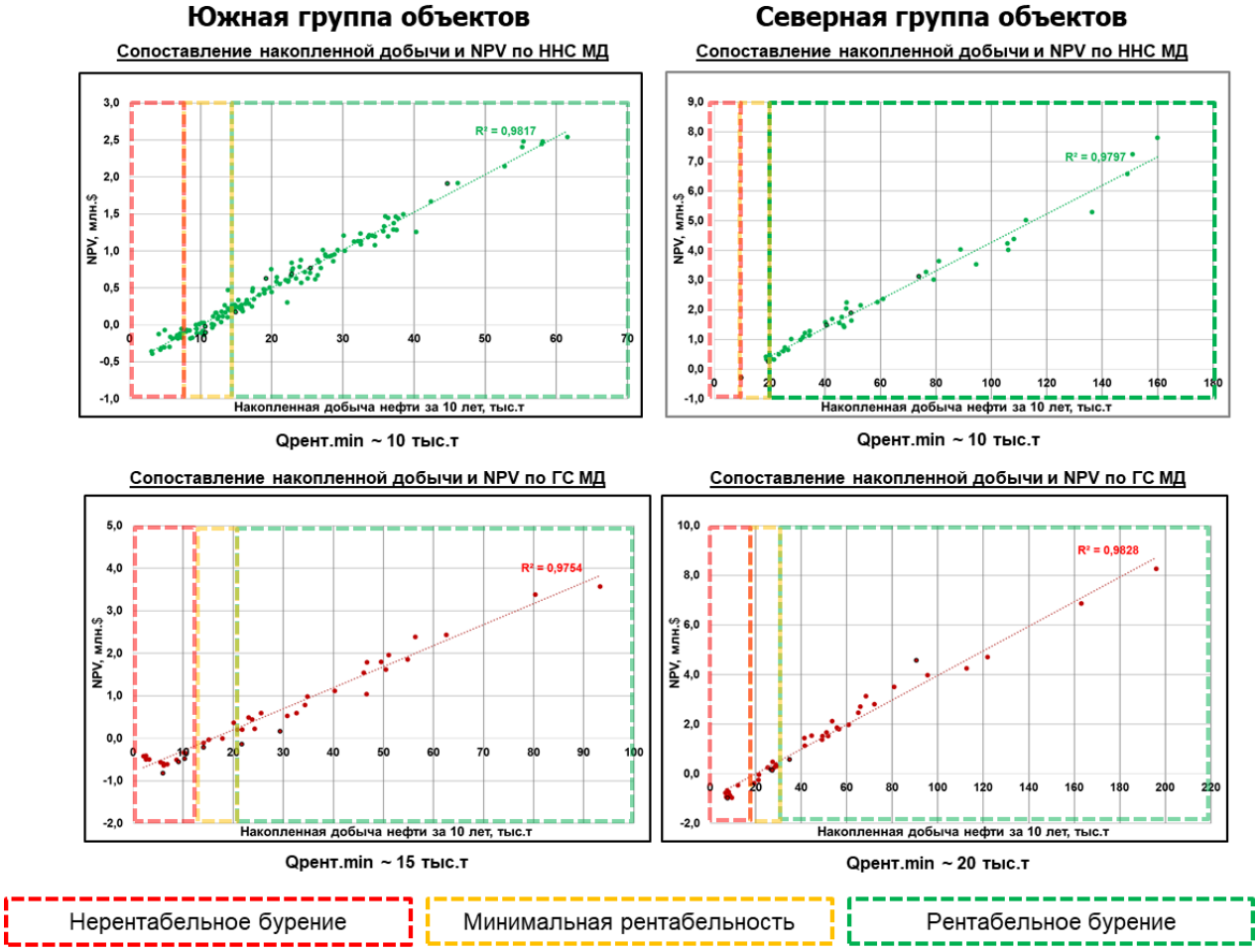


Рис. 9. Палетки для экспресс-оценки рентабельности эксплуатационного бурения скважин различного профиля

Группа	Профиль скважины	Средняя глубина, м	Мин. рентабельная добыча нефти за 10 лет, тыс.т	Средняя добыча нефти за 10 лет по выборке скважин, тыс.т
«Южная»	ННС	1180	9-13	20,9
	ГС	1700	18-24	27,2
«Северная»	ННС	2063	12-14	59,1
	ГС	2534	22-26	49,9

Табл. 3. Пределы рентабельности скважин различного типа заканчивания

на разработку месторождений. Для определения рентабельности инвестиционных модулей, отнесенных к условно рентабельным необходимо выполнение детальной технико-экономической оценки на базе гидродинамических расчетов с использованием финансово-экономической модели.

5. Заключение

Проведенный анализ рассматриваемых объектов, которые эксплуатируются как горизонтальными, так и наклонно-направленными скважинами, позволил установить ряд особенности их разработки.

По группе месторождений «$Ю_1$», обладающая лучшими ФЕС, горизонтальные скважины характеризуются наилучшими технологическими показателями (накопленная добыча нефти больше в 1,6 раз) относительно наклонно-направленных, даже при незначительной проходке по коллектору и высокой расчлененности пласта.

По группам месторождений «$Ю_2$» и «С» горизонтальные скважины незначительно лучше лишь в первый год эксплуатации, со второго года отмечается бо́льший темп падения дебитов и увеличения обводненности и меньшее значение удельной накопленной добычи нефти относительно наклонно-направленных скважин. На объектах группы «С», бо́льшая технологическая и экономическая эффективность наблюдается у ННС (в 1,2 и 1,9 раз, соответственно). Более 60 % скважин группы месторождений «$Ю_2$» с различным профилем характеризуются низкой экономической эффективностью или же вовсе являются нерентабельными и требуют подбора технологии освоения или интенсификации отборов в процессе эксплуатации.

Выполненная в работе посскважинная технико-экономическая оценка, основанная на фактических значениях добычи за 10-летний период, проходки, способе освоения, позволила установить, что лишь по группе месторождений «$Ю_1$» горизонтальные скважины характеризуются бо́льшим значением чистого дисконтированного дохода относительно наклонно-направленных скважин.

На основании геолого-физических характеристик и выполненной экономической оценкой эксплуатации скважин построены зависимости ЧДД от гидропроводности, позволяющие осуществлять выбор оптимального профиля скважин в конкретных геолого-физических условиях.

Также в работе для выделенных групп месторождений, на основании построенных зависимостей ЧДД от накопленной добычи нефти, определено значение минимально рентабельной добычи нефти для различного профиля скважин.

Таким образом, комплексирование материалов промысловых и гидродинамических исследований позволило разработать зависимости чистого дисконтированного дохода от гидропроводности пласта, а также палетки для экспресс-оценки рентабельности эксплуатационного бурения, которые помогают производить выбор оптимального профиля скважин в разрезе выделенных групп и объектов разработки.

Благодарности/Финансирование

Авторы работы выражают благодарность и признательность рецензентам, за тщательное изучение работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5). Название проекта: «Геологическое обоснование методов повышения извлечения нефти для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами».

Литература

Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. (2020). Методика оценка ожидаемых запускных дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатного месторождения. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(3), с. 207–212. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563

Воеводкин В.Л., Лядова Н.А., Окромелидзе Г.В., Мещеряков К.А., Сунцов С.В., Мальков Ю.В. (2018). Опыт и перспективы строительства скважин малого диаметра на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 98–102. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-98-102

Воеводкин В.Л., Чертенков М.В. (2019). Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 62–66. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-62-66

Зайцев Р.А. (2022). Оценка влияния длины горизонтального участка на эффективность эксплуатации скважин. *Нефтепромысловое дело*, 6(642), 47–52. https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-6(642)-47-52

Зайцев Р.А., Распопов А.В. (2020). Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 20(2), 182–191. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.8

Иктисанов В.А. (2018). Моделирование притока жидкости к скважинам со сложной архитектурой с использованием метода сферического обтекания. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 52–55. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-52-55

Иктисанов В.А. (2020). Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием. *Записки Горного Института*, 243, с. 305–312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305

Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. (2015). Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Томоховского месторождения. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 14(15), с. 20–27. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.15.3

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

Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. (2020). Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных. Георесурсы, 22(2), 8–14. https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.8-14

Таипова В.А., Шайдуллин А.А., Шамсутдинов М.Ф. (2017). Горизонтальные скважины и гидроразрыв в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть». *Георесурсы*, 19(3), с. 198–203. https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8

Тарасов А.Е., Старосветсков В.В. (2017). Оптимизация процесса геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере месторождения им. В.Н. Виноградова. *Бурение и нефть*, 7–8, с. 61.

Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н., Трофимов В.Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D_3PS Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), с. 55–61. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61

Bin LIU, Shiqing CHENG, Xiangrong NIE, Yongjie ZHAO (2013). Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length. *Petroleum Exploration and Development,* 40(3), pp. 378–382. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60046-4

Foroud T., Seifi A., Hassani H. (2012). Surrogate-based Optimization of Horizontal Well Placement in a Mature Oil Reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 30(11), pp. 1091–1101. https://doi.org/10.1080/10916466.2010.519751

Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr (2017). Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 128–136. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.005

Hu, J., Zhang, G., Jiang, P., Wang, X., Wang, L., Pei, H. (2023). A new method of water control for horizontal wells in heavy oil reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*, 222, 211391. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211391

Ibrahem Yousef, V.P. Morozov, V. Sudakov, I. Idrisov, A.N. Kolchugin (2021). Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymsk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.002

Jing Zhao (2011). Development techniques of horizontal wells in low permeability reservoirs, Jilin Oilfield. *Petroleum Exploration and Development*, 38(5), pp. 594–599. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60058-X

Liang Zhang, ZhiPing Li, FengPeng Lai, Hong Li, Caspar Daniel Adenutsi, KongJie Wang, Sen Yang, WenLong Xu (2019). Integrated optimization design for horizontal well placement and fracturing in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 82–96. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.006

Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong and Xin Wang (2020). Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 467, 012008. https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012008

Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong and Xin Wang (2020). Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 467, 012008. https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012008

Lisboa E. A., Castro M. R. (2007). Probabilistic Determination of Productivity Index for a Horizontal Well in a Heavy-Oil Reservoir. *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference.* Buenos Aires, Argentina, SPE-107669-MS. https://doi.org/10.2118/107669-MS

Martyushev, D.A., Ponomareva, I.N., Chukhlov, A.S., Davoodi, S., Osovetsky, B.M., Kazymov, K.P., Yang, Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology*, 151, 106192. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192

Mohammadian, E., Dastgerdi, M. E., Manshad, A. K., Mohammadi, A. H., Liu, B., Iglauer, S., Keshavarz, A. (2022). Application of underbalanced tubing conveyed perforation in horizontal wells: A case study of perforation optimization in a giant oil field in Southwest Iran. *Advances in Geo-Energy Research*, 6(4), pp. 296–305. https://doi.org/10.46690/ager.2022.04.04

Mohammadreza Mohammadnia, Babak Akbari, Mojtaba P. Shahri, Zhaorui Shi, Holden Zhang (2013). Generalized Inflow Performance Relationship (IPR) for Horizontal Wells. *SPE Eastern Regional Meeting.* Pittsburgh, Pennsylvania, USA, SPE-165691-MS. https://doi.org/10.2118/165691-MS

Nazari, H., Hajizadeh, F. (2023). Estimation of permeability from a hydrocarbon reservoir located in southwestern Iran using well-logging data and a new intelligent combined method. *Carbonates Evaporites,* 38, 20. https://doi.org/10.1007/s13146-022-00840-y

Omid Hazbeh, Saeed Khezerloo-ye Aghdam, Hamzeh Ghorbani, Nima Mohamadian, Mehdi Ahmadi Alvare, Jamshid Moghadasi (2021). Comparison of accuracy and computational performance between the machine learning algorithms for rate of penetration in directional drilling well. *Petroleum Research*, 6(3), pp. 271–282. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.004

Peng Chen, Changpeng Hu, Pingguo Zou, Lili Lin, Song Lu, Xincheng Gao (2021). Pressure Response of a Horizontal Well in Tight Oil Reservoirs with Stimulated Reservoir Volume. *Lithosphere*, Sp. 1, 5383603. https://doi.org/10.2113/2021/5383603

Sajjad Raji, Arezoo Dehnamaki, Behzad Somee, Mohammad Reza Mahdiani (2022). A new approach in well placement optimization using metaheuristic algorithms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110640. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110640

Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang (2012). Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2), pp. 214–221. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60036-6

Zhao-peng Yang, Xing-min Li, Zhang-cong Liu, Yang Shen & Xiao-xing Shi (2021). Horizontal Length Optimization of Cold Production with Horizontal Wells in Extra-Heavy Oil Reservoirs. In: *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2020*. Lin, J. (eds). IFEDC 2020. Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-16-0761-5_76

Сведения об авторах

Роман Александрович Зайцев – начальник отдела проектирования и мониторинга разработки Осинской и Кунгурской группы месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Россия, 614066, Пермь, ул. Советской Армии, д. 29

Дмитрий Александрович Мартюшев – кандидат тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614066, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

Статья поступила в редакцию 28.03.2022;
Принята к публикации 08.12.2022;
Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Justification of the optimal type of well completion profile based on a retrospective assessment of the technical and economic performance indicators

*R.A. Zaitsev[1], D.A. Martyushev[2]**

[1]OOO «LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm, Perm, Russian Federation
[2]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
**Corresponding author: Dmitriy A. Martyushev, e-mail: martyushevd@inbox.ru*

Abstract. To date, significant foreign and domestic experience has been accumulated in the construction and operation of horizontal, multilateral and multilateral wells, as well as the restoration of an idle well stock by drilling sidetracks and sidetracks into various productive formations: low-permeability and highly dissected, with low values of effective oil-saturated thicknesses, degraded hydrodynamic connection with the contour area, etc. In this regard, it becomes extremely important to make a decision on choosing the optimal well profile in specific geological and physical conditions. The relevance of the work is also confirmed by the fact that at some development sites there is a decrease in the oil production rate of horizontal wells to the level of directional wells in the initial period of operation. Based on a significant difference in the reservoir properties of oil fields in the Perm Territory, all the analyzed objects operated by horizontal wells are combined into several groups: "northern" (N) and two "southern" (S_1 and S_2). The main parameter in the selection of groups was the coefficient of mobility of oil. The well-by-well technical and economic assessment performed in the article, based on the actual values of production over a long period, made it possible to identify the optimal well profile depending on the geological and physical characteristics of the reservoir. Combining the main geological characteristics that affect the technological parameters of well operation, with an economic assessment, the dependences of the net present value on the formation hydraulic conductivity were built. Dependences built for the first time make it possible to reasonably select the well profile in specific geological and physical conditions. Also in the work for a variety of geological and physical conditions, the value of the minimum profitable oil production for various well profiles is determined. Thus, the basis has been created, which is necessary for determining the profile of wells when planning production drilling.

Keywords: horizontal wells, carbonate reservoir, feasibility study, reservoir permeability, hydraulic conductivity, well profile, cumulative oil production.

Acknowledgements

The research was completed with the support of the grant of the President of the Russian Federation for state support of leading scientific schools of the Russian Federation (grant number NSh-1010.2022.1.5). Project title: "Geological evidence of applications improved oil recovery methods for fields with hard-to-recover reserves".

Recommended citation: Zaitsev R.A., Martyushev D.A. (2023). Justification of the optimal type of well completion profile based on a retrospective assessment of the technical and economic performance indicators. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 119–129. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12

References

Bergenov S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. (2020). Methodology for assessing the expected starting flow rates of horizontal wells in gas and gas condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 331(3), pp. 207–212. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563

Bin Liu, Shiqing Cheng, Xiangrong Nie, Yongjie Zhao (2013). Evaluation of damage to horizontal wells through equivalent horizontal well length. *Petroleum Exploration and Development,* 40(3), pp. 378–382. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60046-4

Foroud T., Seifi A., Hassani H. (2012). Surrogate-based Optimization of Horizontal Well Placement in a Mature Oil Reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 30(11), pp. 1091–1101. https://doi.org/10.1080/10916466.2010.519751

Hector Ngozi Akangbou, Martin Burby, Ghasem Nasr (2017). Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150, pp. 128–136. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.12.005

Hu, J., Zhang, G., Jiang, P., Wang, X., Wang, L., Pei, H. (2023). A new method of water control for horizontal wells in heavy oil reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering,* 222, 211391. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211391

Ibrahem Yousef, V.P. Morozov, V. Sudakov, I. Idrisov, A.N. Kolchugin (2021). Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymsk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.002

Iktissanov V.A. (2018). Modelling of fluid flow toward complex-architecture wells using spherical flowing approach. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 5, pp. 52–55. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-5-52-55

Iktissanov V.A. (2020). Description of steady inflow od fluid to wells with different configuration and various partial drilling-in. *Journal of Mining Institute,* 243, pp. 305–312. (In Russ.) https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.305

Jing Zhao (2011). Development techniques of horizontal wells in low permeability reservoirs, Jilin Oilfield. *Petroleum Exploration and Development*, 38(5), pp. 594–599. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60058-X

Kiselev V.M., Kinsfator A.R., Boikov O.I. (2015). Calculation of optimum courses of horizontal shafts to develop Yurubcheno-Tokhomskoye oilfield. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 14(15), pp. 20–27. (In Russ.) https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.15.3

Liang Zhang, ZhiPing Li, FengPeng Lai, Hong Li, Caspar Daniel Adenutsi, KongJie Wang, Sen Yang, WenLong Xu (2019). Integrated optimization design for horizontal well placement and fracturing in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 82–96. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.006

Lifeng Liu, Qiquan Ran, Jinping Kong and Xin Wang (2020). Spacing optimization of horizontal wells in Pu 34 tight oil reservoir of Daqing oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science,* 467, pp. 012008. https://doi.org/10.1088/1755-1315/467/1/012008

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. https://doi.org/10.18799/24131830/2019/11/2350

Martyushev, D.A., Ponomareva, I.N., Chukhlov, A.S., Davoodi, S., Osovetsky, B.M., Kazymov, K.P., Yang, Y. (2023). Study of void space structure and its influence on carbonate reservoir properties: X-ray microtomography, electron microscopy, and well testing. *Marine and Petroleum Geology,* 151, 106192. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106192

Mohammadian, E., Dastgerdi, M. E., Manshad, A. K., Mohammadi, A. H., Liu, B., Iglauer, S., Keshavarz, (2022). A. Application of underbalanced tubing conveyed perforation in horizontal wells: A case study of perforation optimization in a giant oil field in Southwest Iran. *Advances in Geo-Energy Research*, 6(4), pp. 296–305. https://doi.org/10.46690/ager.2022.04.04

Nazari, H., Hajizadeh, F. (2023)/ Estimation of permeability from a hydrocarbon reservoir located in southwestern Iran using well-logging data and a new intelligent combined method. *Carbonates Evaporites,* 38, 20. https://doi.org/10.1007/s13146-022-00840-y

Omid Hazbeh, Saeed Khezerloo-ye Aghdam, Hamzeh Ghorbani, Nima Mohamadian, Mehdi Ahmadi Alvare, Jamshid Moghadasi (2021). Comparison of accuracy and computational performance between the machine learning algorithms for rate of penetration in directional drilling well. *Petroleum Research*, 6(3), pp. 271–282. https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.02.004

Peng Chen, Changpeng Hu, Pingguo Zou, Lili Lin, Song Lu, Xincheng Gao (2021). Pressure Response of a Horizontal Well in Tight Oil Reservoirs with Stimulated Reservoir Volume. *Lithosphere*, Sp. 1, pp. 5383603. https://doi.org/10.2113/2021/5383603

Ponomareva, I.N., Martyushev, D.A. (2020). Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data. *Georesursy = Georesources,* 22(2), pp. 8–14. https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.8-14

Sajjad Raji, Arezoo Dehnamaki, Behzad Somee, Mohammad Reza Mahdiani (2022). A new approach in well placement optimization using metaheuristic algorithms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110640. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110640

Taipova V.A., Shaidullin A.A., Shamsutdinov M.F. (2017). Role of horizontal wells and hydraulic fracturing in increasing the efficiency of oilfield development using the example of oil and gas production department Aznakayevskneft Tatneft PJSC. *Georesursy = Georesources*, 19(3), pp. 198–203. https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8

Tarasov A., Starosvetskov V. (2017). Optimization of process of geological support of horizontal wells drilling at the fields named after V.N. Vinogradov. *Burenie i neft*, 7–8, p. 61. (In Russ.)

Voevodkin V.L., Chertenkov M.V. (2019). New technologies in LUKOIL: from simple to complicated. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 8, p. 62–66. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-62-66

Voevodkin V.L., Lyadova N.A., Okromelidze G.V., Meshcheryakov K.A., Suntcov S.V., Malkov Yu.V. (2018). Experience and prospects of slim hole construction on LUKOIL-PERM oilfields. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 12, pp. 98–102. (In Russ.) https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-12-98-102

Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang (2012). Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2), pp. 214–221. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60036-6

Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N., Trofimov V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones pf D_3PS horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 55–61. https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.55-61

Zaitcev R.A. (2022). Evaluation of the influence of the horizontal section length on wells operational the efficiency. *Neftepromyslovoe delo*, 6(642), pp. 47–52. (In Russ.) https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-6(642)-47-52

Zaitcev R.A., Raspopov A.V. (2020). A practice of development of perm krai fields with horizontal wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20(2), pp.182–191. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.8

About the Authors

Roman A. Zaitsev – Head of Design and Monitoring of Osinskaya and Kungurskaya group of fields
OOO «LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm
29, Soviet army St., Perm, 614066, Russian Federation

Dmitriy A. Martyushev – Cand. Sci. (Engineering), Assistant Professor, Department of Oil and Gas Technologies
Perm National Research Polytechnic University
29, Soviet army St., Perm, 614066, Russian Federation

Manuscript received 28 March 2022;
Accepted 8 December 2022;
Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.13

УДК 622.24

Оценка оптимальных условий расположения горизонтальных скважин-фишбонов в условиях разработки месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа

А.В. Серяков[1], М.Ю. Подбережный[2]*

[1]Бейкер Хьюз, Новосибирск, Россия

[2]ВНИИнефть, Москва, Россия

Предметом исследования является зона сочленения многоствольных скважин-фишбонов, проектируемых на нефтегазовом месторождении Ямало-Ненецкого автономного округа. Устойчивость области стыковки стволов в продуктивном пласте оценивается с помощью трехмерного пороупругого моделирования. С целью определения оптимального расположения фишбона рассмотрены ситуации с различным наклоном бокового ствола, с материнским стволом, направленным вдоль максимального и минимального горизонтального напряжения, для случаев, когда сочленение находится в породе с обычной и с пониженной прочностью. В каждой конфигурации сочленения определены диапазоны допустимой депрессии на пласт, а в случае нестабильности при добыче нефти – указаны перепады давления, при которых возможно безопасное бурение и эксплуатация скважин. Моделирование с учетом нарастания корки бурового раствора на стенках скважин показало, что перепад давления может быть существенно снижен с сохранением устойчивости стенок сочленения.

Ключевые слова: фишбон, оптимизация проектирования скважин, устойчивость сочленения, пороупругое моделирование, глинистая корка бурового раствора, прочность песчаника

Для цитирования: Серяков А.В., Подбережный М.Ю. (2023). Оценка оптимальных условий расположения горизонтальных скважин-фишбонов в условиях разработки месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа. *Георесурсы*, 25(1), с. 130–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.13

Введение

Развитие технологий бурения многостволовых скважин в 90х годах XX века, нацеленное на повышение добычи углеводородов, потребовало решения множества инженерных задач. Для успешного заканчивания многозабойных скважин важнейшей проблемой оказалась задача устойчивости области сочленения (Brister, 1997).

Ряд исследователей с начала 90х годов опубликовали работы, посвященные аналитической и численной оценке условий стабильности скважин с несколькими стволами.

В статье (Aadnoy, 1991) предлагаются инженерные формулы для определения критических давлений трещинообразования и обрушения для двух расположенных рядом скважин с внутренним давлением. Оценка разрушений проводится с помощью критерия Мора-Кулона для напряжений, рассчитанных через коэффициент концентрации напряжений, данные по которому взяты из монографии (Савин, 1968). В последующей работе (Aadnoy, 2001) авторы продолжают применять двумерный анализ к исследованию условий устойчивости овальных отверстий и двух отдельных окружностей, содержащихся в аксиальных сечениях вертикального сочленения. Получены формулы для критических перепадов давления в однородном поле напряжений для постоянного порового давления.

Устойчивость сочленения с материнским стволом, направленным вертикально, исследуется (Bargui, 2000) с помощью трехмерного пороупругого моделирования в пакете ABAQUS. Параметры структурированной сетки для трехмерного моделирования подобраны из условия согласования с двумерными аналитическими решениями (Ling, 1948; Haddon, 1966) для напряжений вокруг двух раздельных и сопряженных отверстий на плоскости. Сопоставление проводилось для сплошной упругой среды, при этом установлено существенное отличие трехмерного напряженного состояния от двумерного в области стыковки стволов. С помощью трехмерного моделирования с учетом фильтрации в условиях притока пластовых флюидов в скважину авторы проанализировали распределение напряжений при последовательном проведении материнского и бокового стволов, определили опасные участки с точки зрения концентрации напряжений и смещений.

В публикации (Papanastasious, 2006) представлена серия экспериментов по разрушению отверстий в 40-сантиметровых кубических образцах песчаника. Дефекты в сквозном отверстии и боковом ответвлении, моделирующем многостволовую скважину, регистрировались специальным видеооборудованием при возрастающей трёхосевой нагрузке на образец. Результаты по динамике разрушения на стенках отверстий были сопоставлены с расчетами напряженного плоского деформированного состояния сплошной среды по двумерной конечноэлементной программе. Полученное качественное соответствие в нескольких сечениях кубов авторы считают достаточным для использования двумерного моделирования для оценки

* Ответственный автор: Александр Викторович Серяков
e-mail: rednex@yandex.ru

© 2023 Коллектив авторов

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

устойчивости реальных сочленений в пласте.

Исследование (Bayfield, 2000) посвящено численному моделированию трехмерной упругопластической задачи для Y-образного сочленения труб разных диаметров, которое описывает обсадку многостволовых скважин. Напряженно-деформированное состояние стыковки рассчитывается с помощью конечноэлементного пакета ABAQUS, при этом сочленение помещается в стальной цилиндр, моделирующий армирование, а также в цементные цилиндры для моделирования цементации обсадки. К стенкам труб прикладывается последовательно внутреннее и внешнее давление, вызывающее пластические деформации по контуру отверстий, критическое развитие которых позволяет определить давление разрыва обсадки, а также давление схлопывания (завала). Выявлены характерные области, в которых начинается пластическая деформация, а также определены прочности в случае разрыва и коллапса для каждого типа сочленения.

Наиболее полная математическая модель для решения задачи устойчивости сочленения, описывающая физику процессов прискважинной зоны, представлена в (Mohamad-Hussein, 2017). Для вертикально-ориентированного сочленения в неоднородном поле начальных напряжений числено решается трехмерная пороупруго-пластическая задача с пластическим законом в форме критерия Мора-Кулона с упрочнением. Конечноэлементное программное обеспечение верифицировано на данных трехосного теста и экспериментальных результатах (Papanastasious, 2006).

На сегодняшний день на углеводородных месторождениях ЯНАО все чаще отдают предпочтение многостволовым скважинам, забуриваемым по технологии фишбон (Akhmetov, 2019). Данная технология характеризуется тем, что боковой ствол является материнским для следующего разветвления. Подробное исследование стабильности фишбонов проводится с помощью трехмерного геомеханического моделирования (Alchibaev, 2017).

Мы рассматриваем месторождение в ЯНАО, вовлекаемое в разработку скважинами фишбон, аналогом которого является группа Мессояхских месторождений. Проектируемые области зарезки боковых стволов находятся в пласте-коллекторе, при этом сочленение ориентировано в горизонтальной плоскости. Предполагается, что будет использоваться схема заканчивания первого уровня по классификации Technology Advancement Multilateral, что подразумевает открытые стволы без обсадки в области разветвления.

Целью работы является определение условий стабильности фишбона, расположенного на глубине порядка километра для режима бурения скважины и режима добычи углеводородов.

В связи с этим задачами исследования являлись:

1. Проведение комплексного систематического трехмерного моделирования напряженного состояния и порового давления формации вокруг сочленения при различной ориентации материнского ствола относительно горизонтальных напряжений, для трех вариантов расположения бокового ствола относительно материнского, для значений давления в скважинах больше и меньше пластового.

2. По результатам пороупругого моделирования с помощью критерия Мора-Кулона определение областей разрушений в стенках сочленения для песчаного коллектора с характерной и пониженной прочностью.

3. Оценка влияния корки бурового раствора на разрушение зоны сочленения.

4. Обобщение и анализ условий стабильности фишбона для каждой конфигурации. Формирование рекомендаций по снижению рисков обрушения области стыковки стволов на стадиях бурения и эксплуатации скважин.

Характеристика пород

Рассматриваемая залежь имеет сложное строение с тектоническими нарушениями. Целевой пласт – подгазовая нефтенасыщенная оторочка с подстилающей водой. Литологически породы-коллекторы продуктивного пласта представлены слабосцементированным песчаником со средней пористостью 25 %. Несмотря на высокие коллекторские свойства извлечение нефти связано со следующими сложностями:

- низкие эффективные толщины (в среднем 6 м),
- неоднородность по расчленённости,
- высокие фильтрационные сопротивления при вытеснении высоковязкой нефти (вязкость порядка 60 мПа*с),
- неоднородность ГНК (вторжение нефти в газовую шапку и прорывы газа в нефтедобывающие скважины),
- наличие подстилающей воды.

В связи с описанными сложностями целесообразно вести разработку по неравномерно-избирательной сетке с различным профилем добывающих скважин. Наиболее оптимальной технологией является бурение фишбонов. Рассматривается наиболее дешевая и простая схема закачивания первого уровня: в материнский ствол спускается нецементируемый хвостовик, боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами. Прочность сочленения на данном уровне целиком зависит от свойств породы, в котором находится место сочленения и соответственно для оценки устойчивости данной зоны при бурении и освоении необходимо применять трехмерное геомеханическое моделирование.

Модель и постановка задачи

Физические процессы совместного изменения напряжений в породном скелете и порового давления на масштабе времени фильтрации флюида в прискважинной зоне достаточно хорошо описываются линейной пороупругой моделью (Detournay, 1993). Поскольку фишбон располагается на глубинах порядка километра, используется изотропная модель среды. Система уравнений включает в себя:

Уравнение равновесия:

$$\nabla\boldsymbol{\sigma} = \rho\vec{g}, \qquad (1)$$

где $\boldsymbol{\sigma}$ – тензор напряжений насыщенной среды (полные напряжения), $\vec{g}$ – вектор силы тяжести, ρ – плотность породы.

Обобщенный закон Гука:

$$\boldsymbol{\sigma} = \lambda\varepsilon_{kk}\mathbf{I} + 2G\boldsymbol{\varepsilon} - \alpha p\mathbf{I}, \qquad (2)$$

где λ, G – параметры Ламе, $\mathbf{I}$ – единичный тензор, $\boldsymbol{\varepsilon}$ – тензор деформаций, ε_{kk} – объемная деформация, α – коэффициент Био-Уиллиса, p – поровое давление. Удобно

использовать в качестве независимых постоянных среды модуль сдвига G и коэффициент Пуассона ν, тогда $\lambda = 2G\nu/(1-2\nu)$.

Уравнение фильтрационного течения:

$$\frac{\alpha}{K_u B}\frac{\partial p}{\partial t} - \nabla\left(\frac{k}{\mu}\nabla p\right) + \alpha\frac{\partial \varepsilon_{kk}}{\partial t} = 0, \quad (3)$$

где K_u – недренированный модуль объемного сжатия, B – коэффициент Скемптона, k – проницаемость среды, μ – вязкость флюида.

В режиме бурения, когда давление в скважине превышает пластовое и в буровом растворе содержатся взвешенные твердые частицы, при прохождении проницаемых пластов на стенке скважины, как правило, образуется низкопроницаемый слой – корка бурового раствора. Для моделирования ее нарастания используется дополнительное уравнение

$$\frac{\partial h}{\partial t} = aq_n - \gamma, \quad (4)$$

где $h = h(t)$ – толщина корки, a – параметр роста корки, q_n – скорость фильтрационного течения через контур скважины, γ – скорость смыва корки. Величину a можно оценить по формуле $a = \delta(1+\delta)/(1-\phi_c)$, где δ – концентрация твердых частиц в потоке, ϕ_c – пористость корки (Кашеваров, 2003). Уравнение (4) сопряжено с уравнением фильтрационного течения (3), поскольку скорость течения q_n определяется через закон Дарси

$$\vec{q} = -\frac{k_c}{\mu}\nabla p, \quad (5)$$

где k_c – проницаемость корки, а ∇p можно аппроксимировать как $\nabla p = (p_b - p_f)/h$, где p_b – давление в скважине, p_f – поровое давление в формации под коркой, которое есть p на границе ячейки на стенке скважины.

Изменение напряженного состояния формации при свободной фильтрации в пласт или при извлечении нефти описывается с помощью системы (1)–(3). Если рассматривается бурение с превышением давления над пластовым и образованием корки, используется система (1)–(4).

Для оценки устойчивости области сочленения скважин используется критерий Мора-Кулона, записанный для напряжений в породном скелете, или эффективных напряжений:

$$\sigma_e \equiv \sigma_1' - \sigma_3' \cdot ctg\psi \geq UCS, \quad (6)$$

где $\sigma_1' = \sigma_1 + \alpha p$, $\sigma_3' = \sigma_3 + \alpha p$ – максимальное и минимальное главное эффективное напряжение, UCS – предел прочности породы на одноосное сжатие, $ctg\,\psi = (1+sin\varphi)/(1-sin\varphi)$, φ – угол внутреннего трения. Тип разрушения определяется из соотношения главных напряжений и расположения точки в пространстве (σ_1', σ_3') относительно кривой пластичности (Фадеев, 1987). Если мы находимся в основной области неупругих деформаций, происходит сдвиговое разрушение породы (вывалы). В случае же, когда $\sigma_1 < -\sigma_T$, где σ_T – предел прочности на отрыв, происходит трещинообразование (fracturing) и образуется гидроразрыв. В работе мы придерживаемся соглашения, что растягивающие напряжения отрицательные, сжимающие – положительные.

Для понимания и оценки состояния формации вокруг сочленения, удобно отрисовывать изолинии эквивалентного напряжения σ_e (Еременко, 1991), сопоставляя значение σ_e с пределом прочности UCS. В случае, когда σ_e больше UCS, наступает сдвиговое разрушение.

Геометрия задачи представлена на рис. 1.

Рассматривается схема закачивания первого уровня, в связи с этим моделируется сочленение скважин без обсадки. Предполагается, что радиусы скважин равны r_b = 0.08 м. Материнский ствол расположен горизонтально и направлен параллельно оси X в модели. Боковой ствол имеет азимутальный угол α с осью материнского ствола и отклонен на угол β от горизонтальной плоскости. Начало координат расположено в точке пересечения осей скважин.

Сочленение находится в формации, в которой действуют тектонические напряжения σ_{xx}^0, σ_{yy}^0, σ_{zz}^0. Скважины с внутренним давлением p_b находятся в флюидонасыщеном пласте с поровым давлением p_0.

Очевидно, что при достаточном удалении от области стыковки распределение напряжений вокруг отверстий может быть получено с помощью формул Кирша. С приближением к месту зарезки бокового ствола напряженное состояние можно оценить по аналитическим формулам, полученным в (Ling, 1948, Haddon, 1966), однако полное трехмерное распределение напряжений и порового давления вокруг области разветвления скважин может дать лишь численное моделирование.

Решение задачи проводится методом конечных элементов в дополнительных напряжениях в значительной по объему области вокруг сочленения. На стенке скважин задается перепад давления $dp = p_b - p_0$, при этом $dp < 0$ в случае добычи/опробования скважин, $dp > 0$ в режиме бурения. Отметим, что в тексте нам будет удобно говорить об абсолютной величине dp, отдельно упоминая, идет речь о добыче или бурении. Алгебраические системы для перемещений, порового давления и корки решаются итерационным алгоритмом до установления на следующем временном шаге (Рудяк, 2013). Для того, чтобы учесть геометрию сочленения, используются тетраэдрические элементы, а построение сетки в области осуществляется с помощью пакета ANSYS Meshing. Сетка экспортируется, дополняется свойствами материалов и граничными условиями и расчетный вариант запускается в собственной программе расчета GeoFluid.

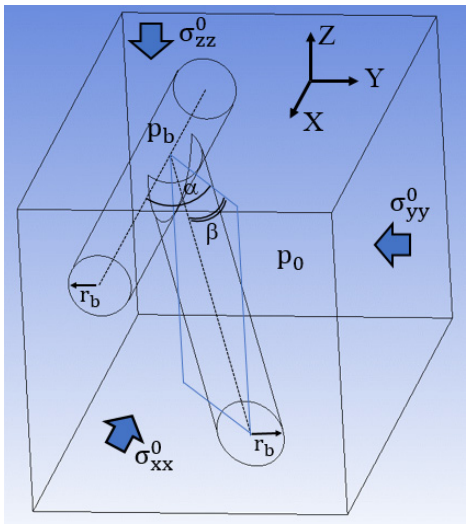


Рис. 1. Расположение стволов скважин в сочленение типа фишбон, геометрическая модель

Параметры моделирования

Рассматривается сочленение, находящееся на километровой глубине в песчаном коллекторе. Вертикальное напряжение формации определено через вес пород σ_v = 22.8 МПа, горизонтальные оценены по коэффициентам бокового отпора, рассчитанным для расположенных рядом месторождений, и с учетом сдвигового режима σ_{HMax} = 25.72 МПа, σ_{hmin} = 16.62 МПа. Поровое давление в пласте p_0 = 11.37 МПа. Песчаник характеризуется пороупругими свойствами: G = 5.76 ГПа, ν = 0.27, α = 0.8, k = 265 мД, μ = 63 сП, φ = 30°. Произведение K_uB, входящее в фильтрационное уравнения (3), можно найти из основных формул пороупругости через пористость ϕ, объемную сжимаемость флюида K_f и породного скелета K'_s

$$K_uB = K'_s/\phi\left(\frac{K_{fs}}{K_f} - 1\right). \quad (7)$$

Для песчаника ϕ = 0.2, K'_s =36 ГПа, сжимаемость нефти K_f = 3.3 ГПа, получим K_uB = 18.16 ГПа. Поскольку в постановке задачи не используется коэффициент Скемптона B, его удобно выбрать равным 1.

Для оценки оптимальности расположения фишбона необходимо рассчитать варианты, при которых материнский ствол ориентирован как вдоль максимального, так и вдоль минимального горизонтального напряжения. Рассматриваются следующие случаи отклонения бокового ствола от материнского: I. α = 20°, β = 0; II. α = 0, β = 20°; III. α = 20°, β = 20°.

Анализ данных широкополосного акустического каротажа совместно с экспериментальными данными сжатия керна указывают на то, что UCS на исследуемой глубине может уменьшаться с 33 МПа до 16 МПа при уменьшении в песчанике алевритовой составляющей. Поэтому для оценки устойчивости нужно учесть оба этих граничных значения. Предел прочности на растяжение σ_T принят равным 1 МПа.

Основное внимание было уделено определению условий устойчивости сочленения при откачке флюида из песчаника, что соответствует режиму опробования пласта. При этом опорные значения депрессий были 2.5–3.8 МПа, поскольку при таких значениях в пилотных скважинах наблюдались вывалы, определенные по данным каверномеров и имиджеров. Однако по мере моделирования песчаника с пониженными прочностными свойствами UCS=16 МПа, выяснилось, что необходимо рассматривать также режим бурения чтобы оценить безопасный перепад давления. Моделирование с превышением давления в скважине над пластовым включало как беспрепятственную фильтрацию в породу, так и образование корки бурового раствора, со свойствами $k_c = 10^{-3}$ мД, δ = 0.06, ϕ_c = 0.3, проницаемость зоны повреждения толщиной 5мм была понижена до k_d = 26 мД.

В расчетах перепад давления в случае опробования пласта изменялся от 0.1 до 7.05 МПа, в режиме бурения от 0.5 до 7МПа.

Результаты представлены отдельно по каждому случаю I, II, III расположения бокового ствола фишбона. В рамках каждой конфигурации рассмотрены ситуации ориентировки материнского ствола по направлению σ_{HMax}, σ_{hmin}, а также варианты, когда песчаник имеет обычную и пониженную прочность UCS.

Результаты

I. Боковой ствол под углом 20° в горизонтальной плоскости

I.1. Песчаник с прочностью UCS = 33 МПа

I.1.1. Материнский ствол ориентирован по направлению σ_{HMax}

Моделирование показывает, что при опробовании пласта с депрессией dp = 3.8 МПа в стенках фишбона образуются некритичные вывалы породы. Кроме того, разрушение происходит также в клине породы между скважинами. На рис. 2 приведены горизонтальное (а) и вертикальные сечения (б)–(г) формации, при этом сечения YZ показаны пунктиром на плоскости XY, а координаты плоскостей x = 0.3 м, 0.45 м, 0.55 м. Точка (0,0,0) соответствует точке пересечения осей материнского и бокового ствола.

Установлено, что угловой размер областей разрушений в боках скважин не превышает 40°, что соответствует устойчивому состоянию стенок горизонтальных скважин (Zobak, 2010).

Увеличение депрессии на пласт до 6.4 МПа приводит к расширению областей разрушения, их угловой размер становится больше 60°, что указывает на неустойчивость сочленения.

I.1.2. Материнский ствол ориентирован по направлению σ_{hmin}

В этом случае при депрессии 3.8 МПа разрушение появляется только в клине породы между стволами скважин. Таким образом, такое сочленение является более устойчивым, чем направленное вдоль σ_{HMax}.

Однако верхний предел устойчивости по dp здесь ниже, поскольку при увеличении депрессии до 5.1 МПа в стенках скважин образуются четыре области разрушения, которые начинают попарно замыкаться на контуре скважины при дальнейшем повышении давления откачки (рис. 3).

I.2. Песчаник с прочностью UCS=16 МПа

Установлено, что в песчанике с пониженной прочностью добыча флюида с перепадом давления dp = 3.8 МПа вызывает опасные разрушения в стенках скважин как для случая ориентировки вдоль σ_{HMax}, так и вдоль σ_{hmin}. При этом угловой размер областей вывалов для $\sigma^0_{xx} = \sigma_{HMax}$ порядка 90°, а в случае $\sigma^0_{xx} = \sigma_{hmin}$ – достигают 180° (коллапс критических участков скважин). Дальнейшие расчеты с уменьшением dp до 0.1 МПа показали, что размер области разрушения в сочленении, направленном вдоль σ_{HMax} все еще больше 40°, а в фишбоне, направленном вдоль σ_{hmin} – больше 90°.

Таким образом, наиболее опасной является ситуация для сочленения с материнским стволом, направленным вдоль σ_{hmin}, так как даже кратковременное уменьшение давления в скважине ниже пластового приведет к коллапсу стенок сочленения. В связи с этим возникает вопрос, при каких давлениях выше пластового фишбон будет устойчивым, то есть с какими перепадами давления можно делать зарезку бокового ствола в хрупком песчанике.

Для определения условий стабильности сочленения в породе с пониженной прочностью, были проведены расчеты с превышением давления в скважине над пластовым в условиях беспрепятственной фильтрации флюида в формацию, и в условиях образования корки бурового раствора на стенках.

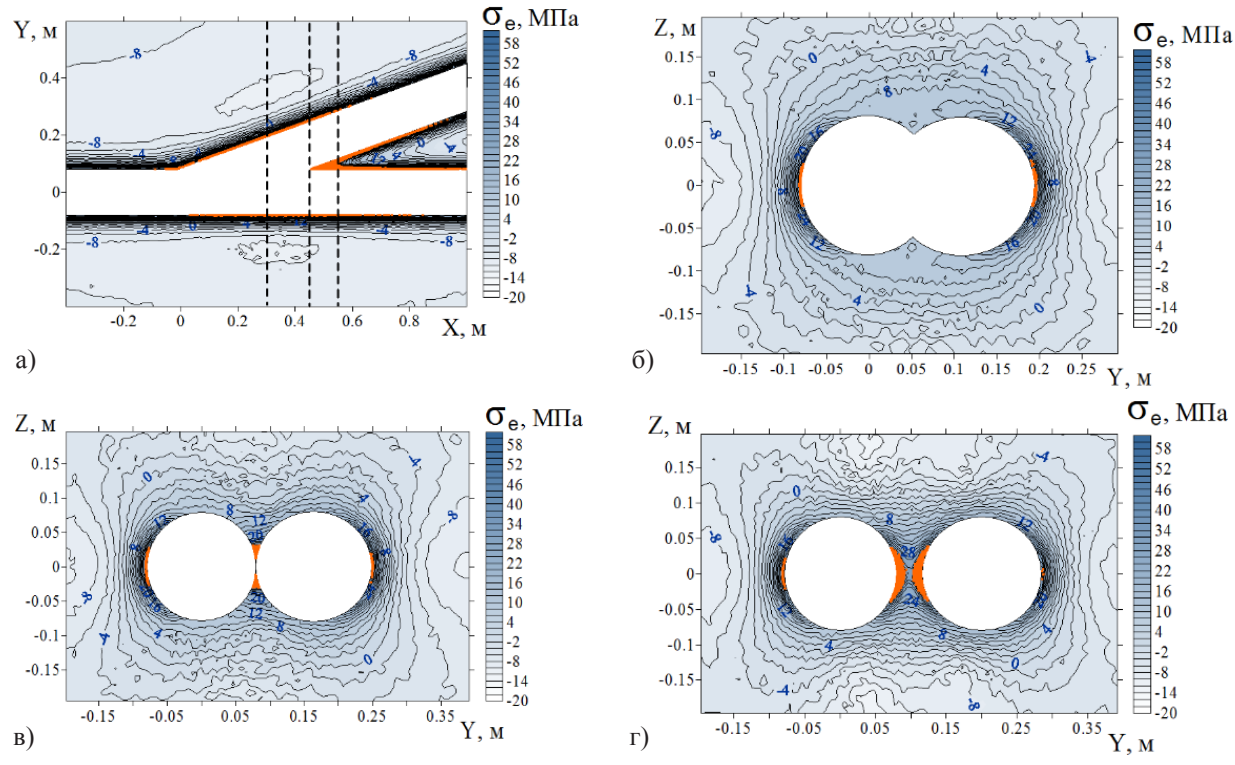


Рис. 2. Области разрушения и распределение напряжения σ_e вокруг сочленения направленного вдоль σ_{HMax} в песчанике с UCS = 33 МПа; депрессия на пласт 3.8 МПа

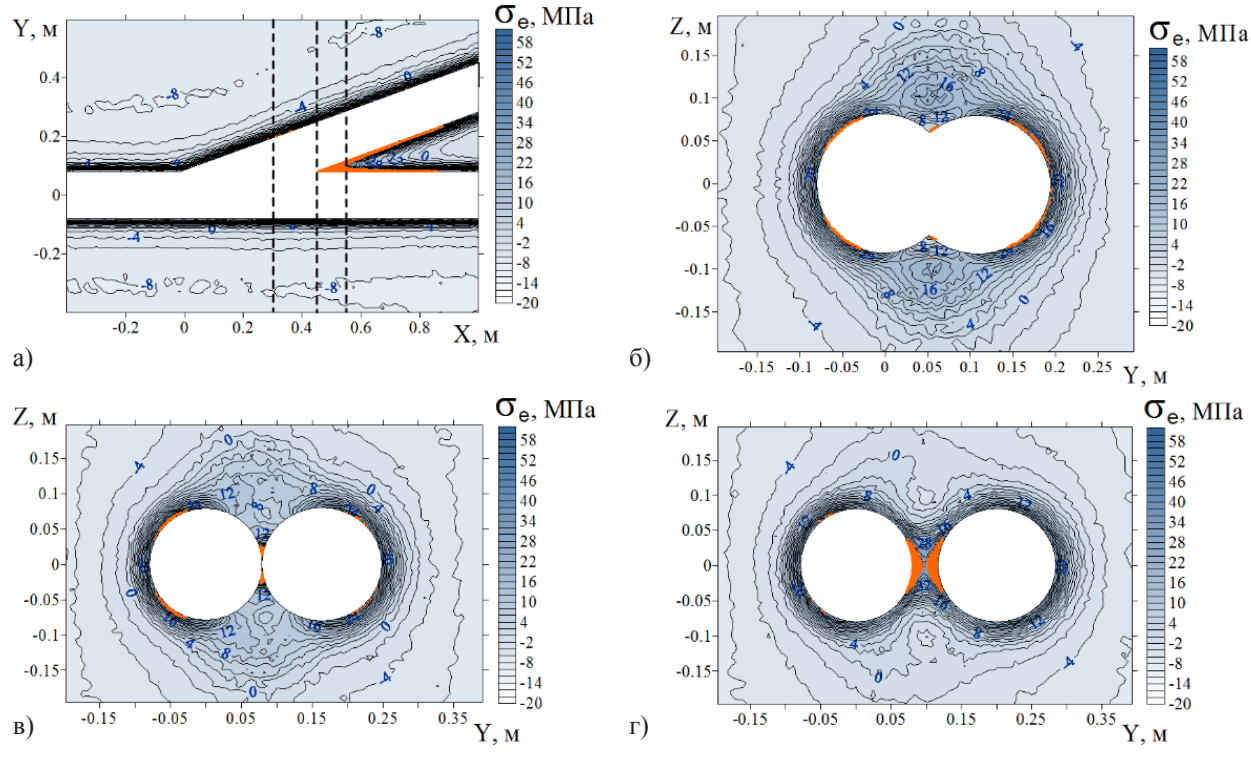


Рис. 3. Области разрушения и изолинии напряжения σ_e в песчанике с UCS = 33 МПа вблизи сочленения с материнским стволом, направленным вдоль σ_{hmin} при увеличении депрессии на пласт до 5.1 МПа

I.2.1. Материнский ствол ориентирован по направлению σ_{HMax}

В случае бурения без корки безопасный размер областей вывалов, меньше 40° достигается при превышении dp значения 4 МПа.

Моделирование с нарастанием корки показывает, что вследствие гидродинамического изолирования формации, условия стабильности выполняются при меньшем перепаде давления dp = 2.5 МПа.

I.2.2. Материнский ствол ориентирован по направлению σ_{hmin}

Если происходит бурение с беспрепятственной фильтрацией в формацию, то перепада давления dp в 4 МПа оказывается достаточно для того, чтобы области разрушения в стенках сочленения были не опасны. Форма сдвиговых разрушений при этом качественно соответствует представленной на рис. 3, напряженное же состояние отличается вследствие моделирования

различных режимов и перепадов давления. Несмотря на неопасный размер разрушений в области зарезки бокового ствола, в материнской скважине на достаточном удалении от места стыковки угол вывалов все еще больше 40°. Полностью стабильного состояния фишбон достигает при dp = 4.5 МПа.

Если рассматривать бурение с образованием корки бурового раствора, то оказывается, что перепад давления можно уменьшить до dp = 3 МПа. Таким образом, в целом, по случаю I при бурении в хрупком песчанике с образованием корки, перепад давления может быть уменьшен на 1.5 МПа (37 %).

II. Боковой ствол под углом 20° в вертикальной плоскости

II.1. Песчаник с прочностью UCS = 33 МПа

II.1.1. Материнский ствол ориентирован по направлению σ_{HMax}

В условиях отбора флюида при депрессии 3.8 МПа незначительное разрушение проявляется только в клине породы между стволами, таким образом, сочленение является устойчивым.

При дальнейшем увеличении dp до 7.05 МПа в сечении, проходящем через самую широкую часть фишбона при x = 0.3 м, в формации наблюдается трещинообразование (рис. 4 а), при этом трещины локализованы в породе вокруг сочленения и не выходят на его контур. В связи с этим следует ожидать повышения проницаемости формации в этих областях. При этом в сечении плоскостями x = 0.45 и 0.55 м (рис. 4 б, в) преобладающую роль играют уже сдвиговые нарушения.

В целом, сочленение является устойчивым, однако в материнской скважине вне зоны влияния стыковки образуются вывалы, размер которых при дальнейшем увеличении перепада давления становится больше 40° (рис. 4 г).

II.1.2. Материнский ствол ориентирован по направлению σ_{hmin}

Анализ результатов моделирования показывает, что при перепаде давления откачки 3.8 МПа в стенках сочленения образуются критические вывалы (рис. 5). Кроме того, в боковых зонах стыковки скважин происходит гидроразрыв, что можно видеть в сечении в самой широкой области фишбона на рис. 5 а. Отметим, что при продвижении далее по оси x в сечениях x = 0.45 м (рис. 5 б), x = 0.55 м области трещинообразования исчезают и наблюдаются только сдвиговые вывалы с угловым размером больше 60°.

При этом если рассматривать материнский ствол на удалении от места стыковки, то там наблюдаются лишь незначительные нарушения, то есть сама горизонтальная скважина, направленная вдоль σ_{hmin}, устойчива.

Установлено, что при уменьшении депрессии на пласт до 1 МПа размер областей разрушений меньше 40° и сочленение становится устойчивым.

II.2. Песчаник с прочностью UCS = 16 МПа

Результаты моделирования показывают, что для песчаника с пониженной прочностью опробование пласта с любым перепадом давления приводит к образованию критических вывалов в стенках фишбона, направленного как вдоль σ_{HMax}, так и вдоль σ_{hmin}. Поэтому были проведены расчеты и проанализировано напряженное состояния породы вокруг сочленения с превышением давления над пластовым во время бурения.

II.2.1. Сочленение ориентировано вдоль σ_{HMax}

Для условий бурения без образования корки безопасного состояния сочленение достигает уже при

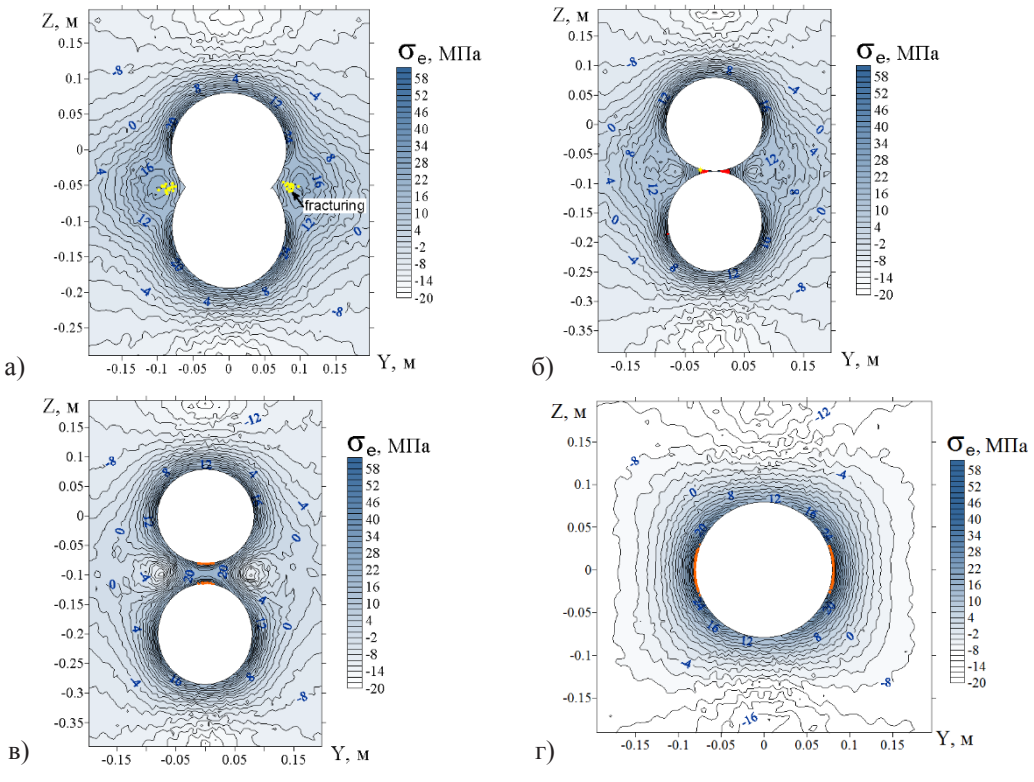


Рис. 4. Области разрушения и распределение параметра σ_e вблизи сочленения при повышении депрессии на пласт до 7.05 МПа в песчанике с UCS = 33 МПа при ориентации сочленения вдоль σ_{HMax}. Вертикальные сечения проходят через точки с координатами x = 0.3 м (а), 0.45 м (б), 0.55 м (в), -0.45 м (г). Желтой заливкой отмечены области растрескивания

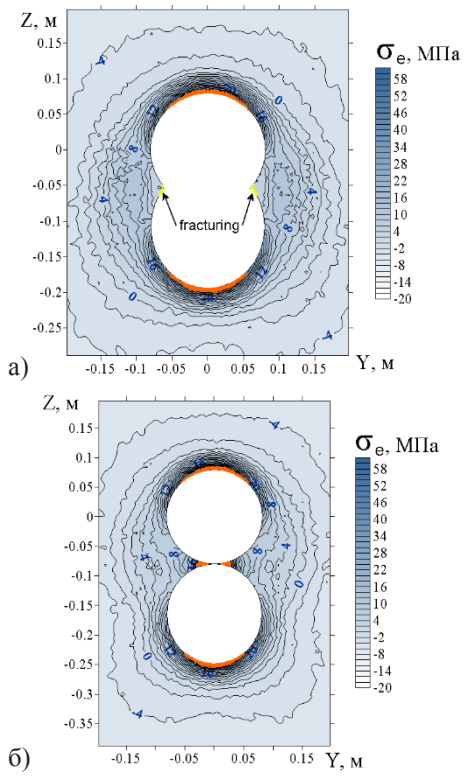


Рис. 5. Области разрушения для сочленения направленного вдоль σ_{hmin} в песчанике с UCS = 33 МПа, при депрессии на пласт 3.8 МПа в сечениях x = 0.3 м (а) и x = 0.45 м (б)

dp = 1.5 МПа. Однако, в материнском стволе на удалении от места зарезки бокового ствола размер вывалов составляет 50°. Уменьшение угла вывалов до значений ниже 40° достигается увеличением перепада давления до 2.5 МПа.

Моделирование с учетом нарастания корки бурового раствора показало, что аналогичного результата по устойчивости можно достичь при *dp* = 1.5 МПа, таким образом перепад давления может быть уменьшен на 1 МПа.

II.2.2. Сочленение направлено вдоль σ_{hmin}

Для этого варианта области разрушения настолько обширны, что добиться их приемлемого уменьшения можно только со значительным перепадом давления в *dp* = 7 МПа, что является достаточно высоким значением для стандартных буровых растворов. С другой стороны, если бурение идет с нарастанием глинистой корки, то, как показывают расчеты, перепад давления в 4 МПа в этом случае полностью устраняет области разрушения в стенках сочленения, остаются лишь разрушения клина породы между скважинами.

Таким образом, корка бурового раствора в рассматриваемом случае расположения сочленения в хрупком песчанике позволяет уменьшить перепад давления более чем на 40 %.

III. Боковой ствол отклонен под углом 20° от горизонтальной плоскости и по азимуту

III.1. Песчаник с прочностью UCS = 33 МПа

III.1.1. Сочленение направлено вдоль σ_{HMax}

При опробовании пласта с депрессией 3.8 МПа основные вывалы сосредоточены в клине породы между скважинами, в боках же скважин со стороны формации сдвиговых разрушений практически нет. Расчеты показывают, что перепад давления откачки можно повысить до 4.6 МПа (рис. 6), при этом дальнейшее увеличение давления вызывает вывалы с размером больше 40°.

III.1.2. Сочленение направлено вдоль σ_{hmin}

Установлено, что значение депрессии 3.8 МПа для

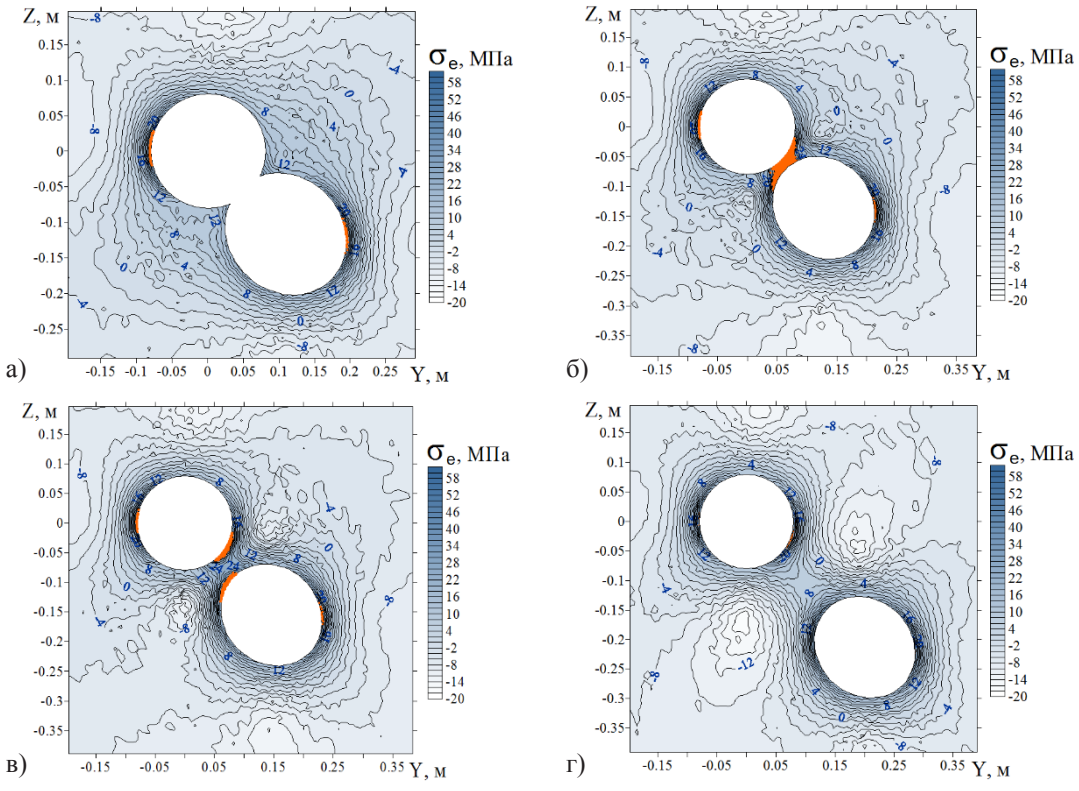


Рис. 6. Области разрушения и распределение параметра σ_e в песчанике с UCS = 33 МПа вблизи сочленения направленного вдоль σ_{HMax} при депрессии на пласт 4.6 МПа. Приведены сечения формации вертикальными плоскостями YZ, проходящими через точки x = 0.3 м (а), 0.35 м (б), 0.4 м (в), 0.55 м (г)

такого сочленения является опасным, поскольку вывалы в стенках сочленения больше 40°.

Кроме того, в сочленении, направленном вдоль минимального горизонтального напряжения, образуются трещины гидроразрыва по верхней дуге смыкания скважин.

Уменьшение депрессии до 2 МПа приводит фишбон в устойчивое состояние (рис. 7), при этом в области сочленения все еще наблюдается локализованное образование трещин, что можно видеть на сечении плоскостью X = 0.2 м (а).

III.2. Песчаник с прочностью UCS = 16 МПа

Анализ результатов расчетов показывает, что при опробовании пласта с любой депрессией сочленение, проходящее в хрупком песчанике, ориентированное как вдоль σ_{HMax}, так и вдоль σ_{hmin}, неустойчиво. В связи с этим для установления безопасных перепадов давлений на контуре сочленения был рассмотрен режим бурения с беспрепятственной фильтрацией в пласт и с образованием корки бурового раствора.

III.2.1. Фишбон направлен вдоль σ_{HMax}

Установлено, что уменьшение областей вывалов до размера меньше 40° происходит, когда перепад давления достигает значения 4 МПа. Однако для таких давлений при свободной фильтрации бурового раствора в формацию образуются протяженные области гидроразрыва вдоль боков скважин, что можно видеть на сечениях YZ, представленных на рис. 8 а, б. Таким образом, сочленение остается неустойчивым.

Между тем, уменьшения размера вывалов до значений меньше 40° можно добиться при бурении с нарастанием корки бурового раствора для перепада давления всего лишь в $dp = 2$ МПа. При этом изолирующее действие корки предохраняет скважины от гидроразрыва.

III.2.2. Фишбон направлен вдоль σ_{hmin}

Установлено, что превышение давления в скважинах в 6.5 МПа над пластовым обеспечивает стабильное состояние сочленения, при этом гидроразрыв на контуре отверстий и в формации не наблюдается.

При бурении с нарастанием корки бурового раствора перепада давления в $dp = 3$ МПа оказывается достаточным, чтобы максимальный угловой размер разрушений в боках скважин уменьшился до 42°.При дальнейшем увеличении давления бурового раствора сочленение становится устойчивым. Качественно конфигурация сдвиговых нарушений в этом случае соответствует представленной на рис. 7, при этом распределение и амплитуды напряжений различны.

Обсуждение результатов

Как мы можем видеть, анализируя результаты расчетов, опробирование пласта с характерной для исследуемого интервала прочностью UCS в 33 МПа для фишбонов, ориентированных вдоль максимального горизонтального напряжения, является безопасным для депрессий порядка 3.8 МПа. Из рассматриваемых случаев наиболее устойчиво к увеличению давления откачки сочленение, материнский ствол которого направлен вдоль σ_{HMax}, а боковой – под углом 20° в вертикальной плоскости (вариант II).

Для сочленений, материнский ствол которых направлен вдоль σ_{hmin} в песчанике с UCS = 33 МПа, устойчивым на депрессиях порядка 3.8 МПа является только вариант I, в котором боковой ствол отклонен на 20° в горизонтальной плоскости. В остальных случаях перепад давления должен быть уменьшен до 1–2 МПа для обеспечения стабильности фишбона.

Абсолютно очевидным является тот факт, что в случае, когда сочленение оказывается в области песчаников с пониженной прочностью на сжатие до 16 МПа, отбор

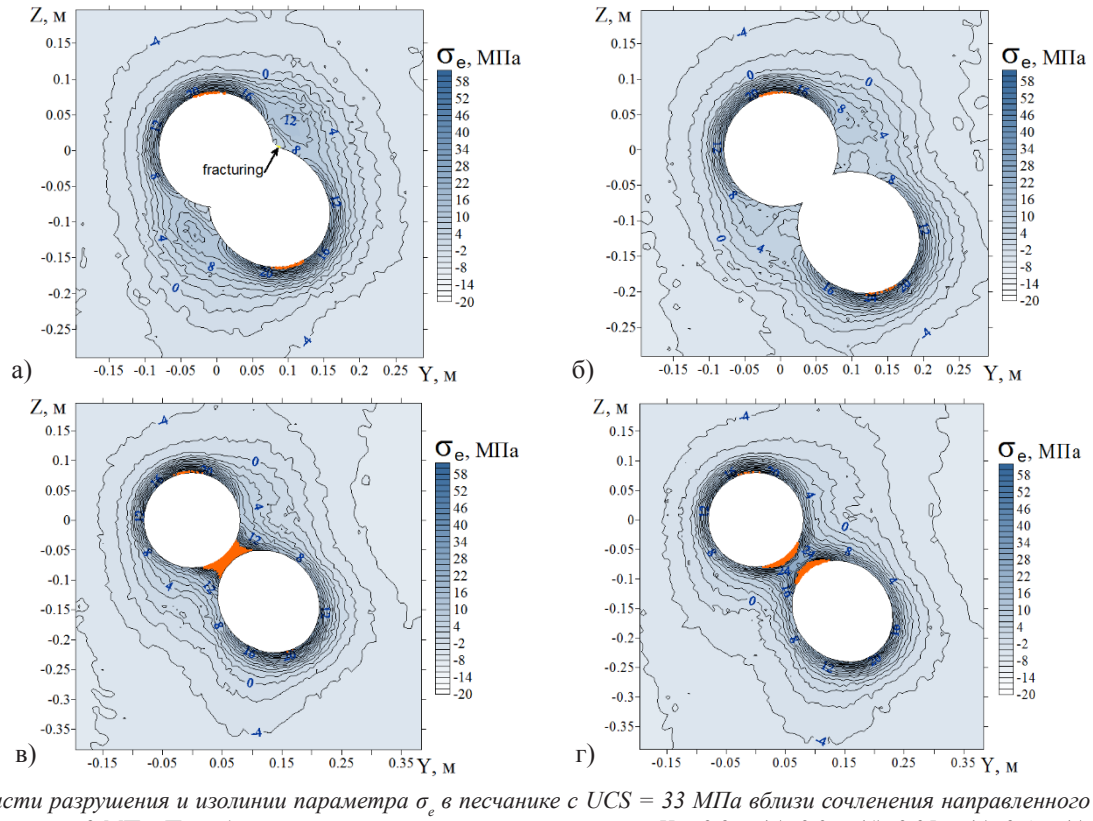


Рис. 7. Области разрушения и изолинии параметра σ_e в песчанике с UCS = 33 МПа вблизи сочленения направленного вдоль σ_{hmin} при депрессии на пласт 2 МПа. Приведены вертикальные сечения плоскостями X = 0.2 м (а), 0.3 м (б), 0.35 м (в), 0.4 м (г)

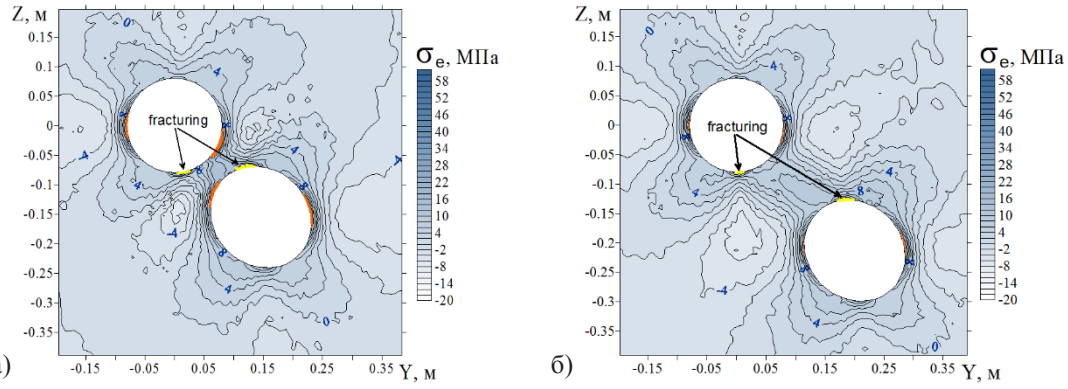


Рис. 8. Области разрушения для сочленения направленного вдоль σ_{HMax} в песчанике с UCS = 16 МПа при бурении без корки бурового раствора с dp = 4 МПа в сечениях x = 0.4 м (а) и x = 0.55 м (б)

пластового флюида с любой депрессией будет вызывать критические разрушения стенок скважин. В связи с этим рекомендуется устанавливать обсадку на область сочленения, если избежать зарезки в таких областях не представляется возможным.

Дальнейшее обсуждение касается только режима бурения сочленения в песчанике с пониженным UCS 16 МПа.

В случае, когда материнский ствол ориентирован вдоль σ_{HMax} бурение боковых стволов, имеющих отклонение в 20° по горизонтали и вертикали (варианты I,II) не принесет существенных проблем, если будет осуществляться с превышением давления в 4.0 и 2.5 МПа над пластовым, соответственно.

Бурение с образованием слабопроницаемой корки бурового раствора для тех же условий, позволяет уменьшить перепад давления на 37–40 %.

Для варианта III, когда боковой ствол отклонен под углом 20° в горизонтальной и вертикальной плоскости, безопасного режима бурения с беспрепятственной фильтрацией в пласт не существует, в связи с возникновением протяженной области гидроразрыва в боках сочленения. Только бурение с нарастанием корки бурового раствора устраняет проблему и обеспечивает стабильное состояние стенок фишбона при перепаде давления 2 МПа.

В ситуации, когда материнский ствол направлен вдоль σ_{hmin} области разрушения имеют значительный угловой размер, и добиться их уменьшения возможно только существенным увеличением давления в скважинах. Здесь особым случаем является вариант I с расположением бокового ствола под углом 20° в горизонтальной плоскости, поскольку устойчивость стенок достигается при этом для перепада давления 4.5 МПа. В остальных случаях превышение давления в скважине над пластовым должно составлять 6.5–7.0 МПа, что затруднительно осуществить при используемых на месторождении буровых растворах. Показано, что в вариантах II, III бурение с нарастанием слабопроницаемой корки позволяет уменьшить перепад давления на скважинах на 42–53 %. В варианте I перепад давления может быть уменьшен на 33 %.

Заключение

С помощью трехмерного пороупругого моделирования области стыковки скважин определены диапазоны перепадов давлений, при которых возможно опробирование пласта, для каждого конкретного случая. В ситуации, когда формирование сочленения происходит в песчанике с пониженной прочностью, установлены безопасные перепады давления при бурении. Показано, что образование корки бурового раствора является в определенных случаях единственным способом безопасно пробурить фишбон. Кроме того, формирование слабопроницаемого слоя на стенках сочленения позволяет понизить перепад давления до 50 %, достигнув при этом разумных значений давления в скважинах.

Литература

Еременко С.Ю. (1991). Методы конечных элементов в механике деформируемых тел. Харьков: Основа, 272 с.

Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. (2003). Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин. Прикладная механика и техническая физика, 44(6), с. 148–157.

Рудяк В.Я., Серяков А.В., Манаков А.В. (2013). Совместное моделирование процессов геомеханики и фильтрации в призабойной зоне во время бурения. *Сборник трудов конференции: Геодинамика и напряженное состояние недр Земли*. Новосибирск: ИГД СО РАН, т. 1, с. 383–388.

Савин Г.Н. (1968). Распределение напряжений около отверстий. Киев: Наукова Думка, 891 с.

Фадеев А.Б. (1987). Метод конечных элементов в геомеханике. М: Недра, 221 с.

Aadnoy B.S., Edland C. (2001). Borehole stability of multilateral junctions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 30, pp. 245–255. https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00137-1

Aadnoy B.S., Froitland T.S. (1991). Stability of adjacent boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 6, pp. 37–43. https://doi.org/10.1016/0920-4105(91)90022-F

Akhmetov M., Maximov M., Lymarev M., Malyshev Ye., Vasilyev R., and N. Glushenko, F. Rakhmangulov, and D. Frolov (2019). Drilling Extended Reach Well with Eight Fishbone Sidetracks: East Messoyakha Field. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/196788-RU

Alchibaev D.V., Glazyrina A.Ye., Ovcharenko Yu.V., Kalinin O.Yu., Lukin S.V., Martemyanov S.V., Zhigulskiy S.V., Chebyshev I.S., and A.V. Sidelnik., I.Sh. Bazyrov (2017). Application of 3D and Near-Wellbore Geomechanical Models for Well Trajectories Optimization. *Proceedings of the SPE Russian Technology Conference*, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/187830-RU

Bargui H., and Y. Abousleiman (2000). 2D and 3D elastic and poroelastic stress analyses for multilateral wellbore junctions. *Proceedings of the 4th North American rock mechanics symposium*, Seattle, Washington, US. ARMA-2000-0261.

Bayfield M., Fisher S.L., and L.M. Ring (2000) Burst and collapse of a sealed multilateral junction: Numerical simulations. *SPE Drill. & Completion,* 15(2). https://doi.org/10.2118/63813-PA

Brister A.R. (1997) Analyzing a multi-lateral well failure in the east Wilmington field of California. *Proceedings of the SPE Western Regional Meeting*, California. https://doi.org/10.2118/38268-MS

Detournay E., Cheng A.H.-D. (1993). Fundamentals of poroelasticity. Chapter 5. Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects. Vol. II. Analysis and Design Method. Pergamon Press, pp. 113–171. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-040615-2.50011-3

Haddon R.A.W. (1966). Stresses in an infinite plate with two unequal

circular holes. *The Quarterly Journal of Mechanics and Applied Mathematics*, XX(3), pp. 277–291. https://doi.org/10.1093/qjmam/20.3.277

Ling C-H (1948). On the stresses in a plate containing two circular holes. *Journal of Applied Physics*, 19(1), pp. 77–82. https://doi.org/10.1063/1.1697875

Mohamad-Hussein A., Heiland J. (2018). 3D finite element modeling of multilateral junction wellbore stability. *Petroleum Science*, 15, pp. 801–814. https://doi.org/10.1007/s12182-018-0251-0

Papanastasiou P., Sibai M., Heiland J., Shao J. F., Cook J., Fourmaintraux D., Onaisi A., Jeffryes B., and P. Charlez (2006). Stability of a Multilateral Junction: Experimental Results and Numerical Modeling. *SPE Drill & Completion*, 21, pp. 4–11. https://doi.org/10.2118/78212-PA

Zoback M.D. (2010). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 449 p.

Сведения об авторах

Александр Викторович Серяков – научный сотрудник, канд. техн. наук, Бейкер Хьюз, Новосибирский технологический центр

Россия, 630090, Новосибирск, ул. Кутателадзе, д. 4А

Максим Юрьевич Подбережный – технический советник, канд. физ.-мат. наук, ВНИИНефть

Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, д. 10

Статья поступила в редакцию 09.07.2022;
Принята к публикации 24.08.2022; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Estimation of the fishbone optimal orientation for a Yamalo-Nenets Autonomous District oilfield

A.V. Seryakov[1], M.Yu. Podberezhny[2]*
[1]Baker Hughes, Novosibirsk, Russian Federation
[2]VNIINeft, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Alexander V. Seryakov, e-mail: rednex@yandex.ru

Abstract. The objective is the junction zone of the multilateral fishbone wellbores planned at the Yamalo-Nenets Autonomous District oilfield. Reservoir rock stability around the junction area is estimated with the help of the full coupled 3D poroelastic modeling. In order to determine the optimal fishbone location, the different cases with the various sidetrack inclination, parent well orientation along the maximal and minimal horizontal stresses with the condition of sidetracking in the rock with standard and reduced strength were simulated. The permissible depression and repression values were estimated for each fishbone configuration. For the cases with unstable junction the safe pressure drop and overbalance for drilling regime were determined. It was shown that in the case when mudcake is formed on the wellbores wall the pressure drop can be essentially decreased with fishbone stability retention.

Keywords: fishbone, well design optimization, junction zone stability, poroelastic modeling, mudcake, sandstone strength

Recommended citation: Seryakov A.V., Podberezhny M.Yu. (2023). Estimation of the fishbone optimal orientation for a Yamalo-Nenets Autonomous District oilfield. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 130–139. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.13

References

Aadnoy B.S., Edland C. (2001). Borehole stability of multilateral junctions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 30, pp. 245–255. https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00137-1

Aadnoy B.S., Froitland T.S. (1991). Stability of adjacent boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 6, pp. 37–43. https://doi.org/10.1016/0920-4105(91)90022-F

Akhmetov M., Maximov M., Lymarev M., Malyshev Ye., Vasilyev R., and N. Glushenko, F. Rakhmangulov, and D. Frolov (2019). Drilling Extended Reach Well with Eight Fishbone Sidetracks: East Messoyakha Field. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/196788-RU

Alchibaev D.V., Glazyrina A.Ye., Ovcharenko Yu.V., Kalinin O.Yu., Lukin S.V., Martemyanov S.V., Zhigulskiy S.V., Chebyshev I.S., and A.V. Sidelnik., I.Sh. Bazyrov (2017). Application of 3D and Near-Wellbore Geomechanical Models for Well Trajectories Optimization. *Proceedings of the SPE Russian Technology Conference*, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/187830-RU

Bargui H., and Y. Abousleiman (2000). 2D and 3D elastic and poroelastic stress analyses for multilateral wellbore junctions. *Proceedings of the 4th North American rock mechanics symposium*, Seattle, Washington, US. ARMA-2000-0261.

Bayfield M., Fisher S.L., and L.M. Ring (2000) Burst and collapse of a sealed multilateral junction: Numerical simulations. *SPE Drill. & Completion,* 15(2). https://doi.org/10.2118/63813-PA

Brister A.R. (1997) Analyzing a multi-lateral well failure in the east Wilmington field of California. *Proceedings of the SPE Western Regional Meeting*, California. https://doi.org/10.2118/38268-MS

Detournay E., Cheng A.H.-D. (1993). Fundamentals of poroelasticity. Chapter 5. Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects. Vol. II. Analysis and Design Method. Pergamon Press, pp. 113–171. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-040615-2.50011-3

Eremenko S.Yu. (1991). Finite Element Method in Solid Mechanics. Kharkov: Osnova, 272 p. (In Russ.)

Fadeev A.B. (1987). Finite Element Method in Geomechanics. Moscow: Nedra, 221 p. (In Russ.)

Haddon R.A.W. (1966). Stresses in an infinite plate with two unequal circular holes. *The Quarterly Journal of Mechanics and Applied Mathematics*, XX(3), pp. 277–291. https://doi.org/10.1093/qjmam/20.3.277

Kashevarov A.A., El'tsov I.N., Epov M.I. (2003). Hydrodynamics model of invasion zone formation while borehole drilling. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 44(6), pp. 148–157. (In Russ.)

Ling C-H (1948). On the stresses in a plate containing two circular holes. *Journal of Applied Physics*, 19(1), pp. 77–82. https://doi.org/10.1063/1.1697875

Mohamad-Hussein A., Heiland J. (2018). 3D finite element modeling of multilateral junction wellbore stability. *Petroleum Science*, 15, pp. 801–814. https://doi.org/10.1007/s12182-018-0251-0

Papanastasiou P., Sibai M., Heiland J., Shao J. F., Cook J., Fourmaintraux D., Onaisi A., Jeffryes B., and P. Charlez (2006). Stability of a Multilateral Junction: Experimental Results and Numerical Modeling. *SPE Drill & Completion*, 21, pp. 4–11. https://doi.org/10.2118/78212-PA

Rudyak V.Ya., Seryakov A.V., Manakov A.V. (2013). Joint modeling of the geomechanics and filtration processes in near-wellbore zone while drilling. *Proceedings of the conference «Geodinamics and Stressed State of the Earth Interior»* 3-6 October 2011, MISD RAS, Novosibirsk, Russia. Vol.1. PP.383-388. (In Russ.)

Savin G.N. (1968). Raspredelenie napryazheniy okolo otverstiy. Kiev: Naukova Dumka, 891 p. (In Russ.)

Zoback M.D. (2010). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 449 p.

About the Authors

Alexander Viktorovich Seryakov – Researcher, Cand. Sci. (Engineering), Baker Hughes, Novosibirsk Technology Center

4A, Kutateladze st., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Maxim Yurievich Podberezhny – Technical Advisor, Cand. Sci. (Physics and Mathematics), VNIINeft

10, Dmitrovsky pas., Moscow, 127422, Russian Federation

Manuscript received 9 June 2022;
Accepted 24 August 2022; Published 30 March 2023

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.14

УДК 622.276

Представление поля давления и потоков в окрестности горизонтальной скважины на основе мгновенных точечных источников

Р.И. Нафиков[*], *А.А. Саламатин*

Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Формулируется краевая задача о формировании нестационарного поля давления в окрестности горизонтальной скважины в бесконечном неоднородном анизотропном пласте в предположении о медленном пространственном изменении проницаемости пласта вдоль оси скважины. Скважина моделируется как линейный источник/сток жидкости. Распределение давления представлено в интегральной форме на основе функции влияния мгновенного точечного источника, которая найдена явно. Обратная задача моделирования плотности притока жидкости сводится к решению интегрального уравнения при заданном давлении в скважине. Разработана и реализована вычислительная процедура расчета распределения притоков вдоль скважины. Даны оценки влияния изменений проницаемости на процесс добычи. Анализируются и сопоставляются серии расчетов для случаев постоянной, линейной и переменной проницаемости. Продемонстрировано отличие полученного решения от так называемого приближения «локально постоянной» проницаемости, обсуждаются точность и область применимости последнего подхода.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, переменная проницаемость пористой среды, нестационарное поле давления, приток жидкости, метод мгновенных точечных источников, обратная задача

Для цитирования: Нафиков Р.И., Саламатин А.А. (2023). Представление поля давления и потоков в окрестности горизонтальной скважины на основе мгновенных точечных источников. *Георесурсы,* 25(1), с. 140–144. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.14

Введение

При освоении нефтегазовых месторождений с трудно извлекаемыми запасами все большее распространение получают горизонтальные скважины. Теоретические подходы к описанию и исследованию возникающих при этом гидродинамических процессов давно являются предметом научных исследований (Чарный, 1963; Борисов и др., 1964). Оперативный прогноз и необходимость оценки эффективности использования горизонтальных скважин в значительной степени стимулируют развитие полуаналитических методов решения соответствующих задач подземной гидромеханики (Ozkan et al., 1991; Григулецкий, 1992). Проектирование скважин большой протяженности и контроль добычи нефти и газа предполагают дальнейшее усложнение и анализ гидродинамических моделей нестационарной фильтрации флюида в окрестности скважин с учетом анизотропии и неоднородности пористой среды (Spivey et al., 1999; Морозов, 2009, 2018).

Целью данной работы является исследование влияния неоднородности анизотропного пласта на характер добычи (закачки) жидкости при проницаемости, медленно изменяющейся вдоль оси горизонтальной скважины. Формулируется краевая задача, описывающая нестационарное поле давления в бесконечном пласте при заданном притоке жидкости к скважине с заданной траекторией; ее приближенное решение получено в интегральной форме в рамках метода мгновенных точечных источников. Обсуждается возможный алгоритм численного решения обратной задачи расчета притоков при известной истории эксплуатации, анализируются результаты вычислительных экспериментов.

Общее интегральное представление возмущения поля пластового давления

Закон сохранения массы жидкости совместно с законом Дарси позволяют записать общее дифференциальное уравнение пьезопроводности (Чарный, 1963), определяющее перераспределение давления $p(x,y,z,t)$ в пористой среде с переменной проницаемостью $k(x)$ вдоль горизонтальной оси x декартовой системы координат и коэффициентом анизотропии ε_z^2 в направлении вертикальной оси z:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k'}{\phi_0 \beta_t \mu_f}\frac{\partial p}{\partial x} = \chi\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \varepsilon_z^2\frac{\partial^2 p}{\partial z^2}\right) + \frac{\sigma_f}{\phi_0 \beta_t}, \quad (1)$$

$$-\infty < x,y,z < +\infty,\ t > 0.$$

где $\chi = k/(\phi_0 \beta_t \mu_f)$ – коэффициент пьезопроводности, ϕ_0 – пористость, β_t – коэффициент сжимаемости пласта, σ_f – распределенная объемная плотность источника (стока) жидкости, которая в рассматриваемом случае горизонтальной скважины представлена линейным источником вида:

$$\sigma_f(x,y,z,t) = -q_w(x,t)\delta(y)\delta\big(z - z_w(x)\big), \quad (2)$$

$$0 < x < x_w.$$

[*] Ответственный автор: Радмир Илвирович Нафиков
e-mail: radmirnafikov1998@mail.ru

© 2023 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Здесь $q_w(x,t)$ – плотность отбора жидкости, рассчитываемая на единицу длины скважины за единицу времени, положительная в случае притока к скважине и отрицательная при оттоке, $z_w(x)$ – траектория ствола скважины, $\delta(\alpha)$ – дельта функция.

В неограниченном пласте бесконечной мощности при постоянном гидростатическом начальном пластовом давлении p^{ex} будем иметь:

$$p(x,y,z,t) \to p^{ex}(z);\ |x|,|y|,|z| \to \infty, \quad (3)$$

$$p(x,y,z,t) = p^{ex}(z);\ t = 0. \quad (4)$$

Для решения дифференциального уравнения (1), (2) при заданных граничных и начальных условиях (3), (4) воспользуемся теорией функции мгновенного точечного источника (Карслоу и др., 1964; Тихонов и др., 1999). В общем случае для любого распределенного источника давление в произвольной точке $M(x, y, z)$ в любой момент времени t может быть представлено в интегральной форме:

$$p(x,y,z,t) = p^{ex}(z) + \frac{1}{\phi_0\beta_t}\int_0^t\iiint_{-\infty}^{+\infty} G^*(x,y,z,\xi,\eta,\zeta,t,\tau)\sigma_f(\xi,\eta,\zeta,\tau)d\xi d\eta d\zeta d\tau, \quad (5)$$

где $G^*(x, y, z, \xi, \eta, \zeta, t, \tau)$ – есть функция влияния мгновенного точечного источника, которая представляет собой возмущение давления в точке (x, y, z) в момент времени t, вызванное мгновенным точечным источником, расположенным в точке (ξ, η, ζ) в момент времени τ. При малых градиентах изменения горизонтальной проницаемости в приближении локальной однородности пласта будем иметь:

$$G^*(x,y,z,\xi,\eta,\zeta,t,\tau) = \frac{1}{\varepsilon_z}\left(\frac{1}{2\sqrt{\pi\chi(\xi)(t-\tau)}}\right)^3 \times \exp\left(-\frac{\left(x-\xi-\vartheta(\xi)(t-\tau)\right)^2+(y-\eta)^2+(z-\zeta)^2/\varepsilon_z^2}{4\chi(\xi)(t-\tau)}\right),$$

$$\vartheta(\xi) = -\frac{k'(\xi)}{\phi_0\beta_t\mu_f}. \quad (6)$$

Далее, с учетом (2), вычисляя интегралы в (5) по переменным и ζ с учетом (6), получим соотношение, которое фактически является упрощенным, асимптотическим решением задачи (1)–(4) при малых ϑ в случае пласта бесконечной толщины:

$$p(x,y,z,t) = p^{ex}(z) - \frac{1}{8\phi_0\beta_t\varepsilon_z}\int_0^t\int_0^{x_w}\frac{q_w(\xi,\tau)}{[\pi\chi(\xi)(t-\tau)]^{3/2}} \times \exp\left[-\frac{\left(x-\xi-\vartheta(\xi)(t-\tau)\right)^2+y^2+\left(z-z_w(\xi)\right)^2/\varepsilon_z^2}{4\chi(\xi)(t-\tau)}\right]d\xi d\tau \quad (7)$$

Метод отражений (Карслоу и др., 1964) позволяет распространить интегральное представление (7) поля давления на случай пласта конечной постоянной мощности z_t с непроницаемой подошвой ($z = 0$) и кровлей ($z = z_t$). Сущность метода заключается в том, чтобы в бесконечной пористой среде распределить дополнительные источники (скважины) и таким образом удовлетворить условиям непроницаемости на границах пласта. В результате будем иметь:

$$p(x,y,z,t) = p^{ex}(z) - \frac{1}{8\phi_0\beta_t\varepsilon_z}\int_0^t\int_0^{x_w}\frac{q_w(\xi,\tau)}{[\pi\chi(\xi)(t-\tau)]^{3/2}} \times \exp\left(-\frac{\left(x-\xi-\vartheta(\xi)(t-\tau)\right)^2+y^2}{4\chi(\xi)(t-\tau)}\right) \times \sum_{m=-\infty}^{m=+\infty}\sum_{j=-1,1} exp\left[-\frac{(z-jz_w(\xi)-2mz_t)^2}{4\varepsilon_z^2\chi(\xi)(t-\tau)}\right]d\xi d\tau. \quad (8)$$

Анализ полученного решения

С целью дальнейшего анализа полученного решения (8) рассмотрим вспомогательный интеграл:

$$\Phi(\xi,x,R,t) = \int_0^t \frac{1}{8\phi_0\beta_t\varepsilon_z[\pi\chi(\xi)\tau]^{3/2}} \times \exp\left[-\frac{\vartheta^2(\xi)\tau^2-2(x-\xi)\vartheta(\xi)\tau+R^2}{4\chi(\xi)\tau}\right]d\tau. \quad (9)$$

Воспользуемся известным соотношением (Прудников и др., 1981):

$$\int_0^x e^{-a^2\xi^2-\frac{b^2}{\xi^2}}d\xi = \frac{\sqrt{\pi}}{4a}\left[e^{2ab}erf\left(ax+\frac{b}{x}\right) + e^{-2ab}erf\left(ax-\frac{b}{x}\right) - e^{2ab} + e^{-2ab}\right],$$

где $erf(x)$ – функция ошибок, нечетная функция аргумента x, и с учетом определения:

$$erf(x) = 1 - erfc(x)$$

запишем приближенно (Градштейн и др., 1971):

$$erfc(x) \approx F(x)\exp(-x^2),\ x > 0, \quad (10)$$

$$F(x) = a_1\omega + a_2\omega^2 + a_3\omega^3 + a_4\omega^4 + a_5\omega^5,\ \omega = 1/(1+px),$$

$$a_1 = 0.254829592,\ a_2 = -0.284496736,\ a_3 = 1.421413741,$$

$$a_4 = -1.453152027,\ a_5 = 1.061405429,\ p = 0.3275911.$$

В результате с помощью (10) интеграл (9) преобразуется к виду:

$$\Phi(\xi,x,R,t) = \frac{1}{8R\phi_0\beta_t\varepsilon_z\pi\chi}\left\{exp\left(-\frac{R^2+\vartheta^2t^2-2\vartheta t(x-\xi)}{4\chi t}\right)\times\left[F\left(\frac{R+|\vartheta|t}{2\sqrt{\chi t}}\right)+sign(R-|\vartheta|t)F\left(\left|\frac{R-|\vartheta|t}{2\sqrt{\chi t}}\right|\right)\right]+ exp\left(-\frac{|\vartheta|R-\vartheta(x-\xi)}{2\chi}\right)[1-sign(R-|\vartheta|t)]\right\}. \quad (11)$$

Возвращаясь к анализу решения (8), введем функцию влияния постоянного точечного источника:

$$P_0(\xi,x,y,z,t) = \int_0^t \frac{1}{8\phi_0\beta_t\varepsilon_z[\pi\chi(\xi)\tau]^{3/2}} exp\left(-\frac{(x-\xi-\vartheta(\xi)\tau)^2+y^2}{4\chi(\xi)\tau}\right)\times \sum_{m=-\infty}^{m=+\infty}\sum_{j=-1,1} exp\left[-\frac{(z-jz_w(\xi)-2mz_t)^2}{4\varepsilon_z^2\chi(\xi)(t-\tau)}\right]d\tau = \sum_{m=-\infty}^{m=+\infty}[\Phi(\xi,x,R_m^+,t)+\Phi(\xi,x,R_m^-,t)], \quad (12)$$

где

$$R_m^{\pm}(\xi,x,y,z) = [(x-\xi)^2+y^2+(z\pm z_w(\xi)-2mz_t)^2/\varepsilon_z^2]^{1/2}.$$

Тогда распределение давления в каждой точке пласта конечной мощности в любой момент времени можно представить следующим образом:

$$p(x,y,z,t) = p^{ex}(x,z) - \int_0^t \int_0^{x_w} q_w(\xi, t-\tau)\frac{\partial}{\partial\tau} P_0(\xi,x,y,z,\tau)d\xi d\tau. \quad (13)$$

Описание вычислительного алгоритма

Введем равномерную временную сетку при заданной истории эксплуатации скважины с узлами

$t_n = nh_t$, $n = 1,\ldots, N_t$, $h_t = t/N_t$.

Интервал $0 < x < x_w$, определяющий зону притока к скважине, разделим на N_x отрезков с длиной h_{xi} со средним значением отбора жидкости $q_{wi}{}^n$ на временном шаге (t_{n-1}, t_n) для каждого интервала $(x_{i-1/2}, x_{i+1/2})$ с центром в точке x_i, где

$x_{i-1/2} = x_i - 0.5h_{xi}$, $x_{i+1/2} = x_i + 0.5h_{xi}$, $i = 1,\ldots, N_x$.

В результате конечно-разностная аппроксимация соотношения (13) для поля давление в любой точке пласта (x, y, z) на момент времени $t = t_{Nt}$ принимает вид

$$p(x,y,z,t) = p^{ex}(z) - \sum_{i=1}^{N_x}\sum_{n=1}^{N_t} q_{wi}^n[\tilde{P}_{0i}(x,y,z,t-t_{n-1}) - \tilde{P}_{0i}(x,y,z,t-t_n)], \quad (14)$$

где $\tilde{P}_{0i}(x,y,z,t)$ есть интеграл по элементарному отрезку $(x_{i-1/2}, x_{i+1/2})$:

$$\tilde{P}_{0i}(x,y,z,t) = \int_{x_{i-1/2}}^{x_{i+1/2}} P_0(\xi,x,y,z,t)d\xi.$$

Далее, с учетом анизотропии пористой среды определим приближенно среднее по периметру давление на стенке скважины:

$$p_w(x,t) \approx p(x, y_{wa}, z_w(x), t), y_{wa} = r_w\sqrt{(1+1/\varepsilon_z^2)/2},$$

где r_w – радиус скважины.

Соответственно из (14) следует:

$$p_w(x_j,t) \approx p_{wj}^{ex} - \sum_{i=1}^{N_x}\sum_{n=1}^{N_t} q_{wi}^n \Delta_{0i}(x_j, t-t_n), j = 1\ldots N_x. \quad (15)$$

Здесь

$$p_{wj}^{ex} = p_w^{ex}\left(x_j, z_w(x_j)\right),$$

$$\Delta_{0i}(x_j, t-t_n) = \tilde{P}_{0i}(x_j, y_{wa}, z_w(x_j), t-t_{n-1}) - \tilde{P}_{0i}(x_j, y_{wa}, z_w(x_j), t-t_n).$$

Полученное соотношение (15) в каждый момент времени $t = t_{Nt}$ можно также рассматривать как систему линейных алгебраических уравнений относительно притоков к скважине $q_{wi}{}^{Nt}$ при заданной истории давления в стволе скважины $p_{wj}{}^n$, то есть:

$$\sum_{i=1}^{N_x} q_{wi}^{N_t}\tilde{P}_{0i}(x_j,h_t) = -\left(p_{wj}^{N_t} - p_{wj}^{ex}\right) - \sum_{i=1}^{N_x}\sum_{n=1}^{N_t-1} q_{wi}^n\Delta_{0i}(x_j, t-t_n), \quad (16)$$

$j = 1\ldots N_x$.

Приближенные интегральные представления (14), (15) и уравнения (16) представляют собой теоретическую основу для численного моделирования нестационарного поля давления в неоднородном анизотропном пласте при заданной истории притоков или давлений в скважине.

Результаты и обсуждение вычислительных экспериментов

Анализ полученного приближенного решения и численная апробация алгоритма расчета притоков к горизонтальной скважине проводились на модельном примере (рис. 1а) скважины с зоной притока 1000 м, расположенной в середине пласта постоянной мощности 20 м с начальным пластовым давлением 15 МПа. Было проведено три серии вычислительных экспериментов при постоянных значениях проницаемости, а также при линейно и произвольно изменяющейся вдоль скважины проницаемости $k(x)$, как показано на рис. 1б. Коэффициент анизотропии принимался равным $\varepsilon_z{}^2 = 0.1$, пористость $\phi_0 = 0.1$, сжимаемость пласта $\beta_t = 10^{-3}$ МПа$^{-1}$, а вязкость жидкости $\mu_f = 1.65\cdot10^{-5}$ Па·с. Результаты расчетов приведены на рис. 2 и 3.

Интегральное представление давления (12), (13) и его разностные аналоги (15) и (16) соответствуют асимптотическому решению задачи (1)–(4) при линейном распределении ($\vartheta = const$) и малом относительном градиенте проницаемости k'/k. Красной кривой на рис. 2 показано распределение притоков по длине скважины через 30 дней после ее пуска с забойным давлением 10 МПа при постоянном относительном градиенте проницаемости $k'/k \sim 10^{-3}$ м$^{-1}$, типичном для промысловых условий (Soleimani et al., 2018). В рассматриваемом случае в приближении «локально постоянной» проницаемости без учета градиента проницаемости, при $\vartheta = 0$, погрешность решения (черная кривая на рис. 2) не превышает ~ 10 % и совпадает по порядку с относительным изменением проницаемости на 100 м длины зоны притока. На рис. 2 приведены также распределения притоков (синие кривые), полученные при различных постоянных значениях проницаемости пласта. Сравнение кривых иллюстрирует хорошее локальное согласование рассчитанных притоков и, таким образом, подтверждает достоверность и возможность использования приближения «локально постоянной» проницаемости при моделировании процессов добычи (закачки) в геологических масштабах, когда $\vartheta \to 0$. В общем случае, при произвольном распределении проницаемости с большей

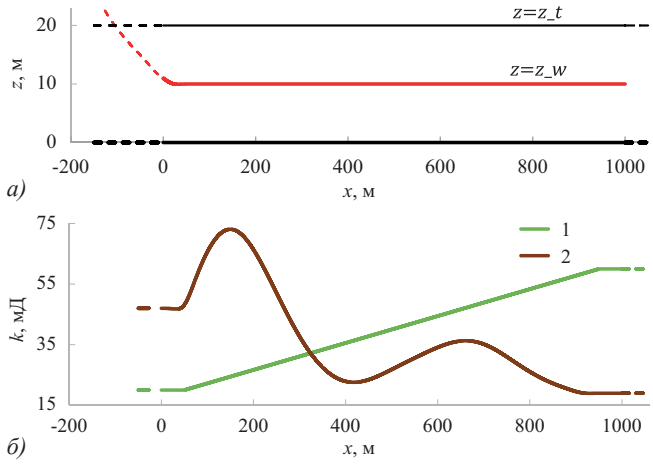


Рис. 1. Схема пласта (а) с горизонтальной скважиной (красная линия: зона притока $z = z_w$; черные линии: подошва $z = 0$ и кровля $z = z_t$) с линейным (кривая 1) и произвольным (кривая 2) распределением проницаемости (б)

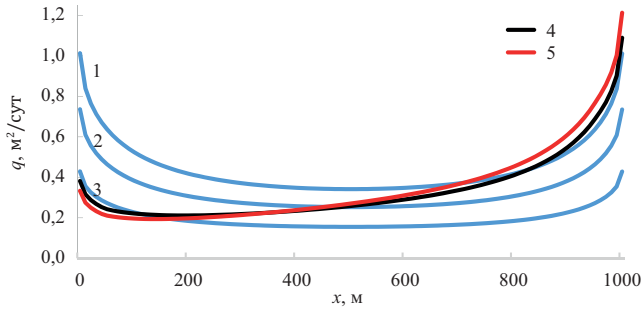


Рис. 2. Профили притоков к скважине при постоянной проницаемости пласта 60, 40, 20 мД (кривые 1–3), а также при линейном распределении проницаемости (рис. 1б) в приближении $\vartheta = 0$ (кривая 4) и в общем случае (кривая 5)

интенсивностью колебаний $k'/k \sim 5 \cdot 10^{-3}$ м$^{-1}$, как иллюстрируют расчеты, выполненные по модели (12), (13) при дебите скважины 500 м^3/сут и представленные на рис. 3, влияние неоднородности пласта с течением времени становится более заметным (ср. кривые 1 и 2). Учет влияния изменяющегося градиента проницаемости в асимптотическом представлении (12), (13) позволяет существенно уточнить теоретические прогнозы. Однако, даже в этих условиях принципиального изменения профиля притока по сравнению с приближением «локально постоянной» проницаемости не наблюдается.

Заключение

Сформулирована и на основе метода мгновенных точечных источников решена задача о нестационарном распределении давления вокруг горизонтальной скважины с заданной траекторией в бесконечном анизотропном пласте с учетом пространственного изменения проницаемости пласта вдоль оси скважины. Решение получено в явной интегрально-аналитической форме в асимптотическом приближении локального постоянства и малости относительного градиента проницаемости k'/k, наблюдаемых в типичных условиях геологических масштабов. Обратная задача моделирования плотности притока жидкости сводится, таким образом, к решению интегрального уравнения при заданной истории изменения давления в скважине. Разработана вычислительная процедура расчета распределения притоков вдоль скважины. Даны оценки влияния пространственных изменений проницаемости на процесс добычи. Показано, что при малых относительных градиентах проницаемости порядка $k'/k \sim 10^{-3}$ м$^{-1}$ местные притоки в основном определяются локальными характеристиками пласта. Это, в свою очередь, подтверждает достоверность и возможность практического использования, так называемого предельного приближения «локально постоянной» проницаемости при $\vartheta = 0$ в определении функции влияния (12). Одновременно, в случае $k'/k > 10^{-3} \div 10^{-2}$ м$^{-1}$ при произвольном распределении проницаемости учет влияния изменяющегося градиента ϑ в асимптотическом представлении (12), (13) позволяет существенно уточнить теоретические прогнозы.

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают искреннюю благодарность профессору А.Н. Саламатину за выбор тематики исследований, полезные обсуждения и постоянное внимание к работе.

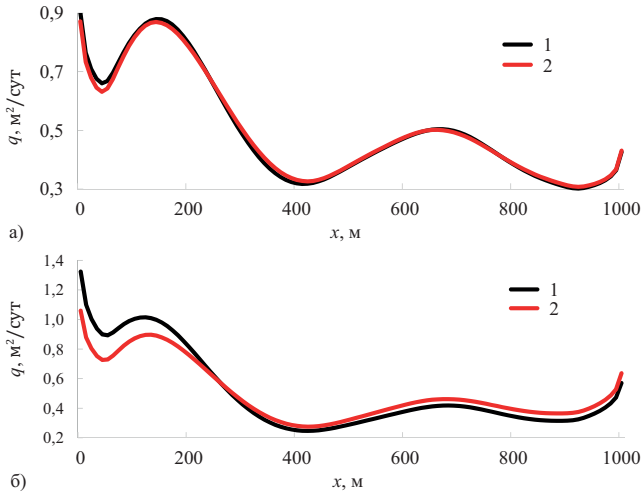


Рис. 3. Профили притоков при произвольном распределении проницаемости (рис. 1б) в приближении $\vartheta = 0$ (кривая 1) и в общем случае (кривая 2) через 1 сут (а) и 30 сут (б) работы скважины

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-931 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. (1964). Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М: Недра, 154 с.

Градштейн И.С., Рыжик И.М. (1971). Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений. М: Наука, 1108 с.

Григулецкий В.Г. (1992). Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 10–12.

Карслоу Г., Егер Д. (1964). Теплопроводность твердых тел. М: Наука, 488 с.

Морозов П.Е. (2009). Математическое моделирование притока жидкости к горизонтальной скважине в анизотропном трещиноватопористом пласте. *Мат. докладов XIII Всерос. конф.: Современные проблемы математического моделирования.* Ростов-на-Дону: Изд-во ЮФУ, с. 368–376.

Морозов П.Е. (2018). Моделирование нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине. *Георесурсы*, 20(1), с. 44–50. https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50

Прудников А.П., Брычков Ю.А., Маричев О.И. (1981). Интегралы и ряды. Элементарные функции. Москва: Наука, 800 с.

Тихонов А.Н., Самарский А.А. (1999). Уравнения математической физики. Москва: Изд-во МГУ, 740 с.

Чарный И.А. (1963). Подземная гидрогазодинамика. М: Гостоптехиздат, 396 с.

Ozkan E., Raghavan R. (1991). New Solution for Well-Test-Analysis Problems: Part 1 – Analytical Considerations. *SPE Form. Eval.*, 6(3), pp. 359–368. https://doi.org/10.2118/18615-PA

Soleimani B., Moradi M., Ghabeishavi A., Mousavi A. (2018). Permeability Variation Modeling and Reservoir Heterogeneity of Bangestan Carbonate Sequence, Mansouri Oilfield, SW Iran. *Carbonates Evaporites,* 34, pp. 143–157. https://doi.org/10.1007/s13146-018-0461-y

Spivey J.P., Lee W.J. (1999). Estimating the Pressure-Transient Response for a Horizontal or a Hydraulically Fractured Well at an Arbitrary Orientation in an Anisotropic Reservoir. *SPE Res. Eval. Eng.*, 2(5), pp. 462–469.

Сведения об авторах

Радмир Ильвирович Нафиков – магистрант 2-го курса Института вычислительной математики и информационных технологий

Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

Артур Андреевич Саламатин – канд. физ.-мат. наук, доцент Института вычислительной математики и информационных технологий
Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

Статья поступила в редакцию 21.04.2022;
Принята к публикации 08.11.2022; Опубликована 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Representation of pressure field and fluid flows in the proximity of a horizontal well based on the instant point sources

R.I. Nafikov, A.A. Salamatin*
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
**Corresponding author: Radmir I. Nafikov, e-mail: radmirnafikov1998@mail.ru*

Abstract. The boundary value problem of transient pressure field development around a horizontal well in a laterally infinite, inhomogeneous, anisotropic reservoir is formulated under assumption of slow spatial variation of the matrix permeability along the well axis. The well is represented as a linear fluid source/sink. The pressure distribution is expressed in the integral form on the basis of the instant point source perturbation function found explicitly. The inverse problem for fluid in/outflow density rates simulation is reduced to solution of the integral equation at a given pressure inside the well. A computational procedure is developed and implemented to predict the in/outflow rates along the well and estimate the impact of the permeability variations on the well performance. Series of calculations for constant, linear, and variable permeability cases are analyzed and compared. The difference of the obtained solution from the so-called "locally-constant" permeability approximation is demonstrated, accuracy and applicability of the latter approach are discussed.

Key words: horizontal well, variable matrix permeability, transient pressure field, in/outflow rates, method of instant point sources, inverse problem

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2020-931 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

Recommended citation: Nafikov R.I., Salamatin A.A. (2023). Representation of pressure field and fluid flows in the proximity of a horizontal well based on the instant point sources. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 140–144. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.14

References

Borisov Yu.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P. (1964). Development of oil fields by horizontal and multilateral wells. Moscow: Nedra, 154 p. (In Russ.)

Charnyy I.A. (1963). Underground hydrodynamics. Moscow: Gostoptekhizdat, 396 p. (In Russ.)

Gradshteyn I.S., Ryzhik I.M. (1971). Tables of integrals, sums, series and products. Moscow: Nauka, 1108 p. (In Russ.)

Griguletskiy V.G. (1992). Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 10–12. (In Russ.)

Karslou G., Eger D. (1964). Thermal conductivity of solids. Moscow: Nauka, 488 p. (In Russ.)

Morozov P.E. (2009). Mathematical modeling of fluid inflow to a horizontal well in an anisotropic fractured porous reservoir. *Proc. XIII AllRuss. Conf.: Modern problems of mathematical modeling*. Rostov-na-Donu: YuFU Publ., pp. 368–376. (In Russ.)

Morozov P.E. (2018). Modeling of non-stationary fluid inflow to a multisectional horizontal well. *Georesursy = Georesources,* 20(1), pp. 44–50. https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.44-50

Ozkan E., Raghavan R. (1991). New Solution for Well-Test-Analysis Problems: Part 1 – Analytical Considerations. *SPE Form. Eval.*, 6(3), pp. 359–368. https://doi.org/10.2118/18615-PA

Prudnikov A.P., Brychkov Yu.A., Marichev O.I. (1981). Integrals and series. Elementary functions. Moscow: Nauka, 800 p. (In Russ.)

Soleimani B., Moradi M., Ghabeishavi A., Mousavi A. (2018). Permeability Variation Modeling and Reservoir Heterogeneity of Bangestan Carbonate Sequence, Mansouri Oilfield, SW Iran. *Carbonates Evaporites,* 34, pp. 143–157. https://doi.org/10.1007/s13146-018-0461-y

Spivey J.P., Lee W.J. (1999). Estimating the Pressure-Transient Response for a Horizontal or a Hydraulically Fractured Well at an Arbitrary Orientation in an Anisotropic Reservoir. *SPE Res. Eval. Eng.*, 2(5), pp. 462–469.

Tikhonov A.N., Samarskiy A.A. (1999). Equations of mathematical physics. Moscow: MSU Publ., 740 p. (In Russ.)

About the Authors

Radmir I. Nafikov – Master Student, Institute of Computational Mathematics and Information Technologies
Kazan Federal University
35, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Artur A. Salamatin – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Institute of Computational Mathematics and Information Technologies
Kazan Federal University
35, Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 21 April 2022;
Accepted 8 November 2022; Published 30 March 2023

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

ГЕОРЕСУРСЫ

Ежеквартальный рецензируемый научно-технический журнал
Издается с 1999 года

Главный редактор: Соколов Александр Владимирович (ООО «ПЕТРОГЕКО»)

Журнал включен/индексируется в:

- Scopus
- Web of Science Core Collection (ESCI)
- Ядро РИНЦ
- Перечень ВАК

- Второй квартиль Q2 по данным SCImago (SJR)
(в 2021 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)

Сайт журнала: **www.geors.ru**

- Полнотекстовые электронные версии статей в открытом доступе (архив с 1999 г.)
- Видео диалоги с экспертами (ежеквартальный выпуск)
- Колонка Главного редактора А.В. Соколова

Контакты
Христофорова Дарья Анатольевна
Заместитель Главного редактора
e-mail: mail@geors.ru, тел: +7 927 039-05-30

Фрагмент Геологической карты России и прилегающих акваторий, 2012. М 1:2 500 000
ФГУП «ВСЕГЕИ», ФГУП «ВНИИОкеангеология»

75 ЛЕТ ТЮМЕНСКОЙ ГЕОЛОГИИ