

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8>

УДК 553.982

Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя

К.А. Ситар^{1*}, Б.В. Георгиевский², М.А. Большакова¹, Р.С. Сауткин¹

¹Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова, Москва, Россия

²АО «Зарубежнефть», Москва, Россия

С позиции комплексного анализа геологических, геохимических и палеотектонических условий рассмотрены обстановки формирования нефтегазоматеринских пород неопротерозойского возраста. Приведен краткий обзор месторождений нефти и газа Восточной Сибири, Китая, Ближнего Востока, Африки и Австралии, источниками углеводородов для которых являются терригенные и карбонатные отложения рифея и венда. Приводится обзор нефтегазоносных бассейнов мира и стратиграфическая привязка обнаруженных в их пределах неопротерозойских толщ, содержащих доказанные и предполагаемые нефтегазоматеринские породы.

Формирование неопротерозойских нефтегазоматеринских отложений анализируется комплексно: одновременно с позиций палеотектоники, палеогеографических и палеоклиматических условий, палеобиологического разнообразия и геохимических условий. В рамках палеотектонического анализа приведены результаты плитотектонических реконструкций на неопротерозойский этап в соответствии с наиболее актуальными в настоящее время геодинамическими моделями. Палеогеографические события и палеоклиматические условия описаны в контексте специфики обстановок формирования карбонатно-терригенных нефтегазоматеринских пород. В частности, рассмотрены причины накопления обогащенных органическим углеродом отложений в межледниковые эпохи неопротерозоя и возможные механизмы поддержания условий, благоприятных для их накопления. Условия накопления нефтегазоматеринских пород увязываются также с глобальными палеобиологическими дофанерозойскими событиями, а анализ геохимических данных позволяет охарактеризовать и провести корреляцию неопротерозойских нефтегазоматеринских пород в глобальном масштабе. На основе представленной комплексной оценки сделан вывод о принципиально схожих геологических условиях формирования нефтегазоматеринских пород неопротерозоя в нефтегазоносных бассейнах.

Ключевые слова: неопротерозой, нефтегазоносность, нефтегазоматеринские породы, палеотектонические реконструкции, геодинамические процессы, палеогеографические условия, неопротерозойское биоразнообразие

Для цитирования: Ситар К.А., Георгиевский Б.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С. (2022). Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя. *Георесурсы*, 24(2), с. 47–59. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8>

Введение

Николай Брониславович Вассоевич, разрабатывая осадочно-миграционную теорию происхождения нефти, выделял особую значимость нефтепроизводящих отложений. Игнатий Осипович Брод в своем научном творчестве занимался вопросами, в том числе связанными с методиками сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности. К концу 50-х годов прошлого столетия он начал читать курс «Нефтегазоносные бассейны СССР» на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ, а в 1965 году под его руководством была составлена капитальная сводка «Нефтегазоносные бассейны земного шара» (составление таких сводок было одним из важных направлений научно-исследовательской работы в развитии нефтегазовой геологии того времени; Серегин и др., 1977). В последствии эти работы были продолжены Игорем Владимировичем Высоцким, особый интерес которого к нефтегазоносным

бассейнам зарубежных стран проявлялся в его увлекательных лекциях (он читал одноименный курс), и передан его ученикам и последователям. Такой комплексный, всеобъемлющий подход в изучении, заложенный нашими учителями, сохранился на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета и по сей день.

Сравнительный метод продолжает быть одним из основополагающих в геологии, и широко применяется в комплексе с анализом больших баз данных, накопленных за прошедшие десятилетия. Интенсивно внедряются компьютерные технологии. А изучение и анализ нефтегазоносных бассейнов является одним из профильных направлений, в рамках которого детально изучаются все ключевые элементы бассейна, которые участвуют в формировании нефтегазоносности отложений. Данная работа является примером комплексного подхода к изучению нефтегазоматеринских пород (на примере неопротерозойских), который включает в себя не только анализ свойств и состава, но и условий их формирования.

Интенсивное развитие в последнее десятилетие направления добычи углеводородов из нетрадиционных коллекторов привело к повторному изучению нефтегазоматеринских пород (НГМП). Важное значение приобрели

* Ответственный автор: Ксения Александровна Ситар
e-mail: k.sitar@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

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

исследования, направленные на восстановление процессов образования нефтегазоматеринских пород с целью прогноза фациальной изменчивости их свойств, для учета их при разработке схемы поиска и добычи углеводородов. Решение таких сложных задач требует комплексного подхода, применения геохимических, петрологических, палинологических и других методов, использования геолого-геохимического моделирования. Результаты таких исследований лежат не только в основе решения прогнозных задач, но и оценки геологических рисков.

Вопрос оценки генерационного потенциала докембрийских пород актуален и всесторонне изучается в РФ (и в мире) на протяжении длительного периода (Конторович и др., 2011; Баженова, 2016; Филиппов, 2015; Frolov et al., 2015; Ghori et al., 2016). В России это связано, в первую очередь, с тем, что именно у нас в стране находятся бассейны с наибольшими в мире оцененными ресурсами по протерозойским отложениям. Кроме российских бассейнов, значительным нефтегазовым потенциалом обладают, например, нефтегазоносные бассейны Омана, Китая, Австралии, Южной Америки и др. Появление в литературе новых данных свидетельствует о том, что вклад генерационного потенциала докембрийских пород, возможно, все еще недооценен, в том числе за счет недоучтенных площадей распространения высокопотенциальных НГМП. Проведение анализа сравнительным методом с учетом данных по одновозрастным аналогам дополняет детали и, иногда, позволяет выявить незамеченные ранее особенности, характерные для нескольких одновозрастных аналогов, а также спрогнозировать возможные зоны распространения высокопотенциальных НГМП.

Нефтегазоносность неопротерозойских отложений

Неопротерозойские отложения – это отложения, накопление которых происходило, согласно международной геохронологической шкале, в период с 1000 до 541 млн лет назад (рис. 1). В этот период накапливались терригенно-карбонатные отложения верхнерифейско-

вендского возраста (согласно российской стратиграфической номенклатуре).

Нефтегазоносные комплексы неопротерозойского возраста известны в пределах нефтегазоносных бассейнов практически на всех древних платформах. В некоторых бассейнах к ним приурочены крупнейшие разрабатываемые месторождения нефти и газа (рис. 2). Среди наиболее крупных по величине начальных извлекаемых запасов выделяются суббассейны Восточной Сибири. Крупнейшие месторождения здесь (газоконденсатное Чайндинское, нефтяное Среднеботуобинское, нефтегазоконденсатные Дулисьминское и Даниловское, Ковыктинское газоконденсатное, нефтегазовое Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское и Собинское нефтегазоконденсатные) связаны с вендскими и кембрийскими комплексами отложений, для которых основными источниками углеводородов рассматриваются помимо пород ниже-среднекембрийской куонамской свиты, также терригенно-карбонатные отложения рифея и венда (Конторович и др., 1996).

В Китае крупные газовые месторождения открыты и разрабатываются в бассейне Сычуань (Zou et al., 2014). Месторождения Анью и Вейюн связаны с отложениями кембрийского комплекса, для которых основными НГМП считаются вендские (эдиакарские) водорослевые доломиты.

Преимущественно газовые месторождения открыты в традиционных и нетрадиционных коллекторах бассейнов Австралии (Marshall et al., 2007): в качестве источника углеводородов для газового месторождения Динго рассматриваются эдиакарские аргиллиты в бассейне Амадеус, а крупные месторождения СЗ Амурги и Зап. Биталоо в суббассейне Мак Артур не сформировались бы, если бы здесь не было ниже-среднерифейских терригенных НГМП, с которыми также связаны залежи газа месторождения Эгилабрия в бассейне Карпентария.

Первая протерозойская нефть на Ближнем Востоке была получена в 1956 году Скв.1, месторождения Мармул (Оман; вендская формация Ара). Крупные разрабатываемые газо-газоконденсатные месторождение Омана

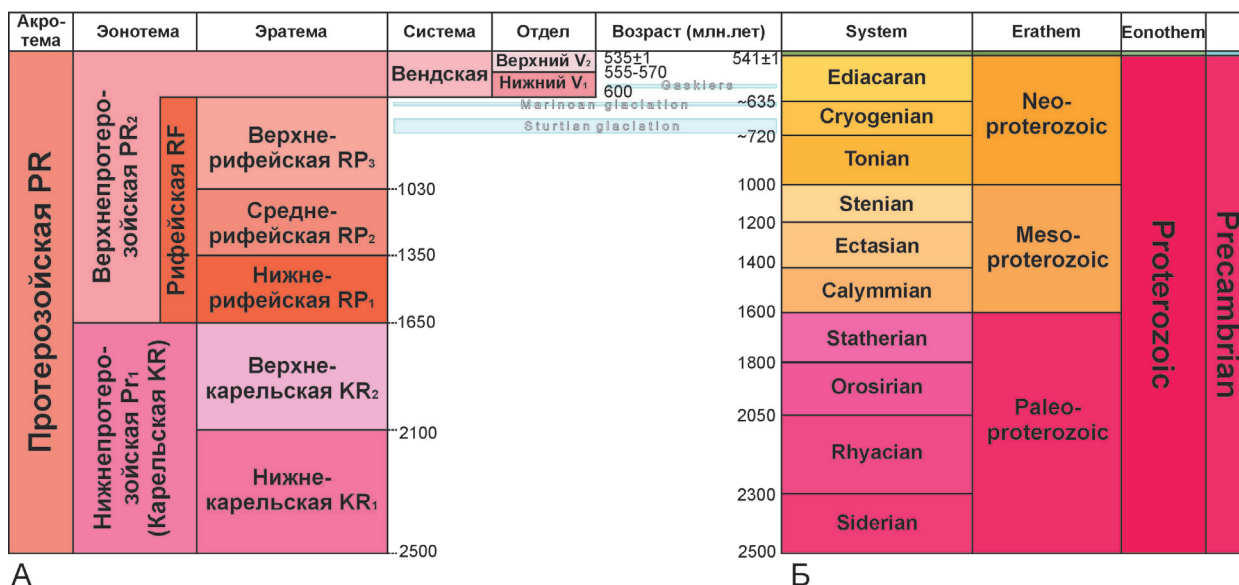
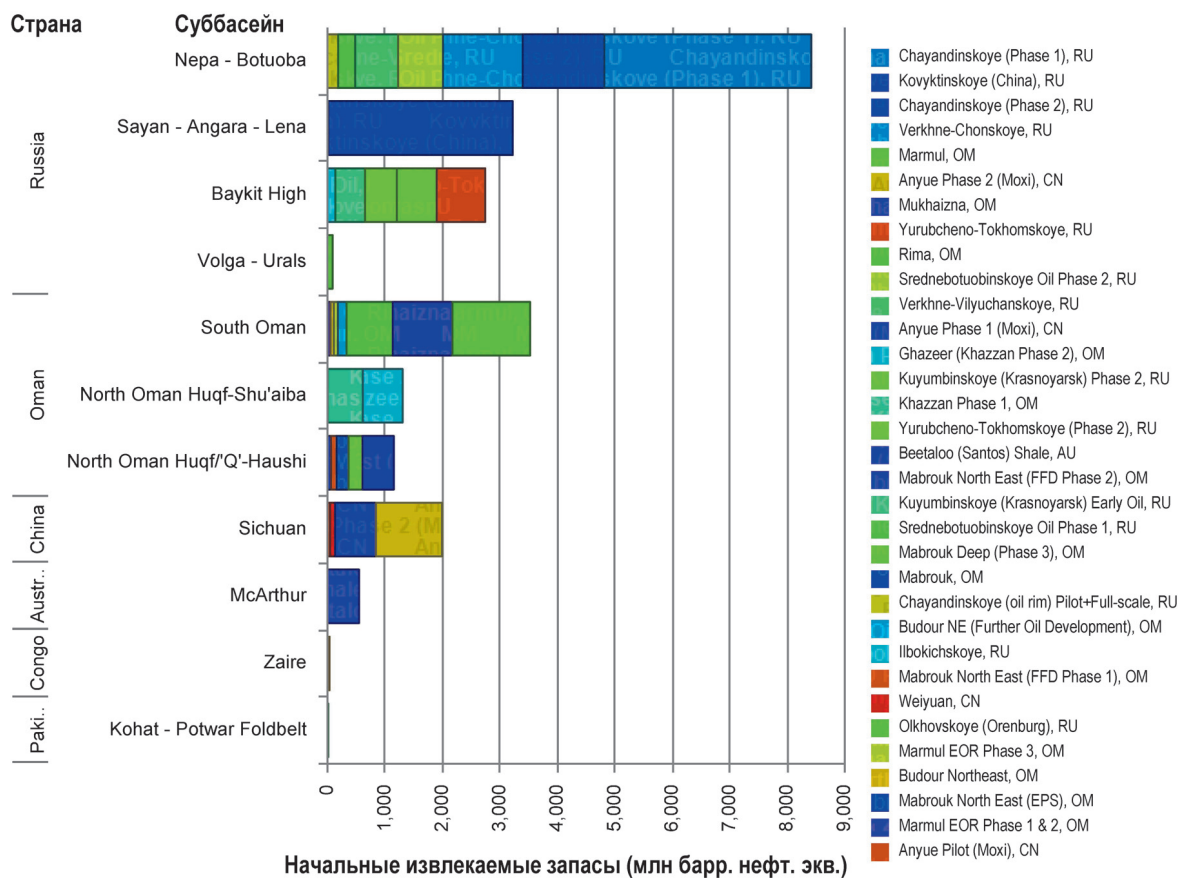


Рис. 1. Стратиграфическое разделение Протерозоя, согласно Общей стратиграфической шкале ВСЕГЕИ 2019 года (А, https://vsegei.ru/ru/info/stratigraphy/stratigraphic_scale/) и Международной хроностратиграфической шкале 2021 года (Б, <https://stratigraphy.org/chart/>; названия – оригинальные). Вертикальная шкала не масштабирована; неопротерозойские оледенения – по Halverson et al., 2020.



Source: Rystad Energy UCube, version 2022-01-11

Рис. 2. Примеры месторождений с НГМП неопротерозойского возраста. Месторождения сгруппированы по нефтегазоносным бассейнам (по вертикальной шкале), приведены их начальные извлекаемые запасы (млн барр. нефтяного эквивалента) по (Rystad Energy, 2022). Номенклатура месторождений приведена в соответствии с источником.

связаны с неопротерозойско-кембрийским терригенно-карбонатным комплексом Хукф, для углеводородов которого основными НГМП являются аргиллиты формации Шурам (Visser, 1991). Генетическая связь нефти месторождений СВ Будуар и Дафук с НГМП вендского возраста, а месторождений Аль Бурж, Амаль, Амин, Гафир, Бирба, СВ Мабрук и Рима – с верхнерифейскими-вендскими глинистыми известняками и аргиллитами подтверждает значительный потенциал неопротерозойского комплекса не только с точки зрения традиционных ресурсов, но и нетрадиционных (например, месторождения газа Абу Бутабаль, Хаззан-Макарем).

На Африканском континенте генетическая связь залежей открытых месторождений связывается с вендскими (эдиакарскими) нефтегазоматеринскими аргиллитами (месторождения Аболаг и Та-8) в Мавритании (Huang et al., 2008). Нефть месторождения Нгоки-1 в бассейне Заир (Конго) связана с верхнерифейскими-вендскими аргиллитами.

Геохимическая характеристика углеводородных флюидов. С точки зрения свойств и состава протерозойские нефти трудно четко обособить от фанерозойских. Так, нефть в Омане и Индии, генетически связываемая с протерозойской нефтегазоматеринской породой (Huqf Group и Wilara formation, соответственно) тяжелая, вязкая с повышенным содержанием серы (Edgell, 1991), а в Восточной Сибири нефти докембрийских отложений преимущественно легкие, малосернистые. Но все

докембрийские нефти объединяет одно – в их составе отразились не только особенности исходного органического вещества, но и последовавшая на протяжении более 600 млн лет истории активизация геодинамических, катагенетических, миграционных, а в некоторых случаях ремиграционных, процессов.

В общем, для древних (докембрийских) нефтей в химическом составе характерно наличие биомаркеров, которые унаследованы от исходных нефтегазоматеринских пород. Учитывая, что стераны происходят от эукариотических организмов (т.е. имеющих клеточное ядро, в основном водорослей), а гопаны (терпаны) происходят от прокариотических организмов (т.е. не имеющих клеточного ядра, бактерий), в древних нефтях исследователи стремятся идентифицировать и гопаны, наследие цианобактерий, и стераны, наследники эукариотов (в том числе стераны многоклеточных эукариотов – красные и зеленые водоросли), а также молекулярные доказательства существования гетеротрофных простейших микроорганизмов.

На сегодняшний день исследователям все же удалось выделить ряд критериев, отличающих протерозойские нефти (Grantham et al., 1987). К таким критериям можно отнести обогащенность легким изотопом углерода ^{12}C ; в большинстве случаев низкое отношение пристан/фитан и низкое отношение $\text{C}_{28}/\text{C}_{29}$; содержание специфических х-разветвленных углеводородов. Высокие концентрации монометилалканов с ответвлением в середине цепи (12- и 13-метилзамещенные алканы) отмечаются в нефтях Восточной Сибири, Африки, Ближнего Востока (в

фанерозойских нефтях 12- и 13-метилалканы не встречаются; Тимошина, Болдушевская, 2020). Но при этом выделяются нефти на Восточно-Европейской платформе, в которых отмечается преобладание по концентрациям 2- и 3-метилзамещенных алканов (которое есть и в фанерозойских нефтях), но отсутствуют 12- и 13-метилалканы (Ким, 2008).

Неопротерозойские нефтегазоматеринские породы

Неопротерозойские нефтегазоматеринские породы описаны во многих нефтегазоносных бассейнах практически на всех континентах (рис. 3). В табл. 1 приведен перечень таких бассейнов с указанием стратиграфических подразделений неопротерозоя по международной шкале, к которым относятся соответствующие нефтегазоматеринские породы. Общая характерная черта докембрийских нефтематеринских пород, которая отличает их от большинства фанерозойских, состоит в том, что содержащееся в них органическое вещество имеет преимущественно бактериальное или водорослевое происхождение.

При анализе вертикальной зональности отложений с повышенным содержанием органического вещества в разрезах неопротерозоя можно заключить, что в вендских разрезах практически во всех осадочных бассейнах мира, где они присутствуют (не были эродированы в результате фанерозойской истории развития бассейнов, либо отсутствовало осадконакопление изначально), выделяются нефтегазоматеринские толщи (Конторович и др., 1996). Это связано, скорее всего, с «эдиакарским» бурным развитием живых биоценозов.

В протерозойских современных разрезах выявление толщ с повышенным содержанием органического вещества затрудняется не только из-за фрагментарного их

распространения в современных разрезах, но и в связи со сложностью датирования, повышенной степенью катагенетического преобразования пород, сложностью их идентификации и площадной корреляции (а также прогнозирования зон их распространения). Однако работы по сбору и обобщению информации не прекращаются, а в последнее время только усиливаются мировым научным сообществом.

В неопротерозойской части современных разрезов нефтегазоносных бассейнов выделяются в описании породы с повышенным содержанием Сорг (рис. 4). А геохимические каротажные кривые, которые публикуются по различным регионам, свидетельствуют о том, что на протяжении неопротерозоя можно выделить несколько уровней в разрезах отложений с повышенным содержанием Сорг. Так, в Китае по данным Zhao et al. (2018) в неопротерозойских разрезах выделяются несколько формаций отложений (Xiamaling, Hongsuizhuang, Chuanlinggou (бассейн Yanliao), Datangpo (бассейны Sichuan и Yangtse), Doushantou (бассейн Sichuan)) с содержанием Сорг в интервале 2–10 % (достигает 21 %).

Возможно, эти уровни обусловлены не столько региональными особенностями развития бассейнов, сколько глобальными планетарными. В пользу последнего предположения высказываются многие ученые. В частности, А.Э. Конторович в 1996 году писал «...с момента появления жизни на Земле в течение архея и протерозоя главная линия в эволюции нефтидогенеза была связана с эволюцией земной коры, появлением новых типов осадочных бассейнов на сформировавшихся кратонах и на их окраинах и освоением живым веществом этих новых экологических ниш....главным фактором в эволюции нефтидогенеза были геодинамические процессы» (Конторович и др., 1996, с. 18).

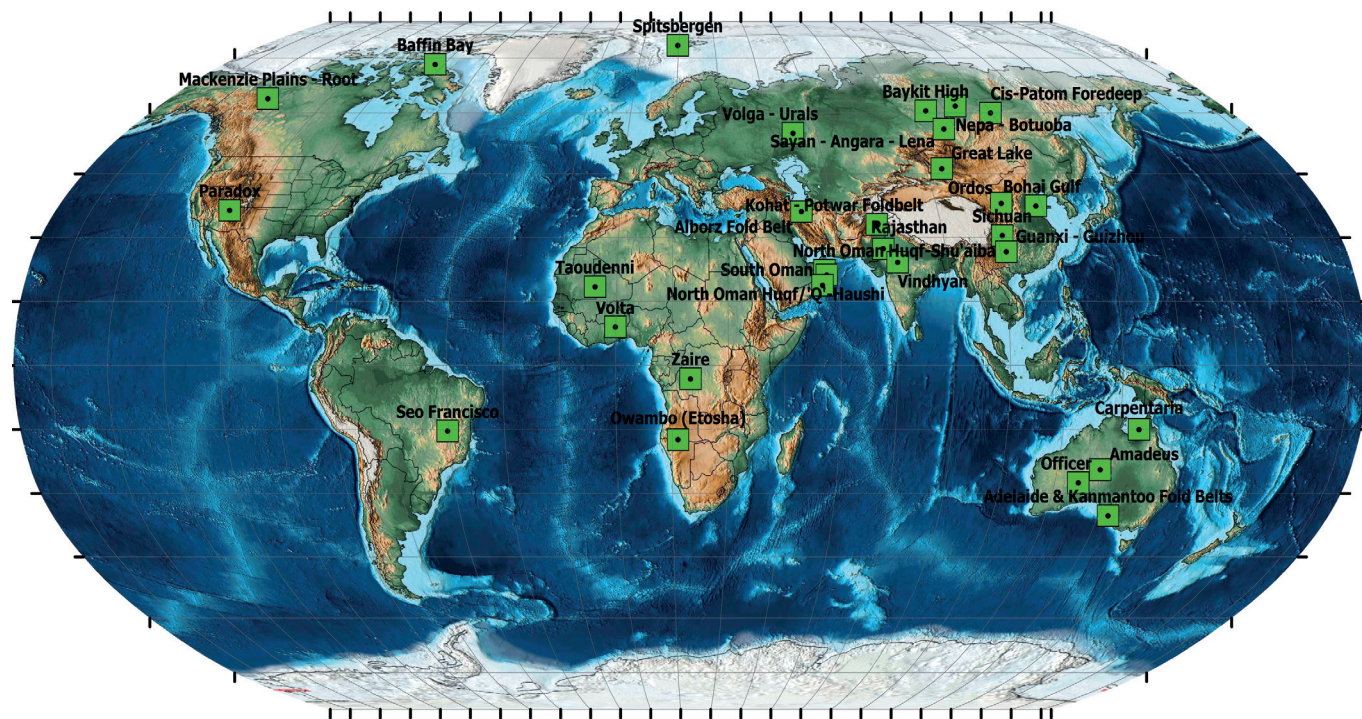


Рис. 3. Нефтегазоносные бассейны, в разрезе которых описаны неопротерозойские нефтегазоматеринские породы. Границы бассейнов и их международные названия взяты из базы данных (Rystad Energy, 2022). Зелеными квадратам обозначены геометрические центры этих бассейнов.

Бассейн, суббассейн	Неопротерозой, система			Ссылка
	Эдиакарская	Криогенская	Тонская	
Байкитский (Baykit High)				Баженова и др., 2014; Конторович и др., 1996; Тимошина, 2005; Филиппов, 2015; Craig et al., 2013; Frolov et al., 2015
Предпатомкий (Cis-Patom Foredeep)				
Непско-Ботубинский (Nera - Botuoba)				
Ангаро-Ленский (Sayan - Angara - Lena)				
Волго-Уральский (Volga - Urals)				
Бохай (Bohai Gulf)				Xianzheng et al., 2012; Yang et al., 2022
Гуаньси - Гуйчжоу (Guanxi - Guizhou)				
Ордос (Ordos)				
Сычуань (Sichuan)				
Аделаидский (Adelaide & Kanmantoo Fold Belts)				Vries et al., 2008; Walter et al., 1995; Ghori et al., 2016; Craig et al., 2009
Амадеус (Amadeus)				
Карпентария (Carpentaria)				
Офисер (Officer)				
Северного Омана - Хауши (North Oman Huqf/'Q'-Haushi)				Grosjean et al., 2009; Visser, 1991; Pollastro, 1999
Северного Омана - Шуайба (North Oman Huqf-Shu'aiba)				
Южного Омана (South Oman)				
Таудени (Taoudenni)				Zhilong et al., 2008; Craig et al., 2013
Великих Озёр (Great Lake)				Macdonald et al., 2009
Овамбо (Owambo (Etosha))				Hoak et al., 2014; Bechsta et al., 2015
Раджастан (Rajasthan)				Ojha, 2012; Craig et al., 2013
Винхьян (Vindhyan)				Craig et al., 2013; Singh et al., 2021
Кохат - Потвар (Kohat - Potwar Foldbelt)				Hakhoo et al., 2012
Эльбрусский (Alborz Fold Belt)				Etemad-Saeed et al., 2015
Заирский (Zaire)				Craig et al., 2009
Вольта (Volta)				Abu et al., 2021
Сео Франциско (Seo Francisco)				Alkmim et al., 2012
Залив Баффина (Baffin Bay)				Kah et al., 1999,
Маккензи (Mackenzie Plains - Root)				Ootes et al., 2013
Шпицберген (Spitsbergen)				Kunzmann et al., 2015
Парадокс (Paradox)				Wiley et al., 1998

Табл. 1. Нефтегазоносные бассейны и стратиграфическая привязка обнаруженных в их пределах толщ, содержащих доказанные и предполагаемые нефтегазоматеринские породы (серый цвет)

Формирование протерозойских нефтегазоматеринских отложений

Благоприятствуют формированию нефтегазоматеринских пород факторы, контролирующие процессы аккумуляции органического вещества в осадках при субаквальном процессе их накопления, а также факторы, оказывающие влияние на его консервацию в процессе седиментогенеза и диагенеза (Тиссо, Вельте, 1981; Littke, 1993). К первой группе факторов относятся обстановка осадконакопления и биопродуктивность среды; ко второй группе факторов относятся те, которые, по сути, препятствуют трансформации органического вещества за счет микробиальной активности до CO₂, NH₄ и воды. Характеристика факторов приведена в таблице 2.

В целом, обогащенные органическим веществом осадки способны формироваться в районе, где сохраняются высокий уровень поставки органического материала, относительно спокойный гидродинамический режим и средние скорости накопления тонкозернистых минеральных частиц.

Проявление в той или иной степени каждого фактора зависит от условий, в которых происходит процесс седиментации, и последующей возможной консервации органического вещества. Изучив возможные условия, мы можем оценить влияние каждого из фактора и тем самым спрогнозировать возможность существования нефтегазоматеринских пород в тех районах, где они еще не вскрыты бурением, применяя метод сравнительных аналогий.

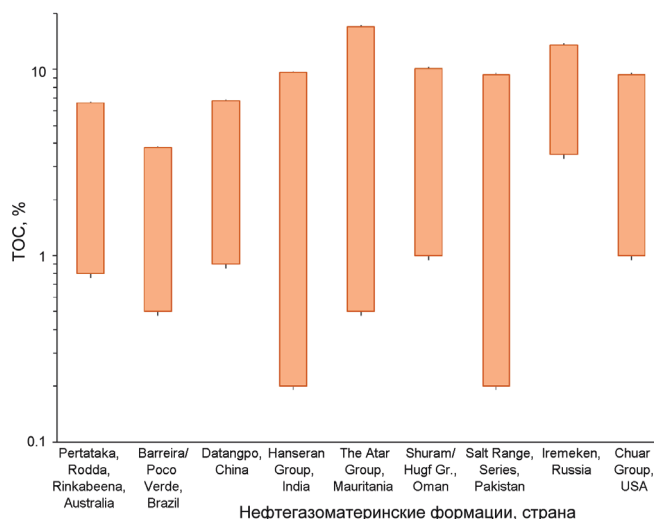


Рис. 4. Вариации значений Сорг (ТОС, %) в нефтегазоматеринских породах неопротерозойского возраста, наиболее обогащенных органическим веществом в современном разрезе отложений различных бассейнов (на основе опубликованных данных; названия приводятся в соответствии с авторским названием из публикации)

Палеотектонические условия неопротерозойского этапа развития в литературе описываются различными моделями глобальных тектонических реконструкций, основанными на палеомагнитных и геохронологических данных с одной стороны, палеонтологических и литолого-фациальных с другой стороны, а также согласующимися с фундаментальными тектоническими и кинематическими принципами и планетарного масштаба закономерностями (Verard, 2019; Meridith et al., 2021; Scotese et al., 2018). Весьма закономерно, что чем более древний этап развития Земли моделируется, тем большей степенью неопределенности характеризуются такие глобальные геодинамические модели.

При этом в подавляющем большинстве современных моделей неопротерозойский этап развития характеризуется следующими глобальными тектоническими событиями (Li et al., 2013; Meridith, 2017; Li et al., 2008; Torsvik et al., 1996; Scotese et al., 2018). Суперконтинент Родиния сформировался после гренвильского орогенеза в начале неопротерозоя (в интервале 1100–1000 млн лет). Около 800–750 млн лет назад Родиния начинает разделяться на Северную (Прото-Лавразия) и Южную (Прото-Гондвана) с образованием океана Панталасса. Начало среднего неопротерозоя-криогения ознаменовалось распространением крупнейшего Стертского оледенения, после которого, в конце периода, выделяется Мариноанское ледниковое событие. В конце неопротерозоя в результате панафриканской складчатости образовался суперконтинент Паннотия (600–550 млн лет), на период существования которого (ок. 580 млн лет) пришлось еще одно событие – оледенение Гаскье (Cohen et al., 2015).

Для характеристики палеотектонических условий неопротерозоя наиболее актуальными и распространенными в настоящее время являются реконструкции Мердита (Meridith et al., 2021) и Скотезе (Scotese et al., 2018). Последняя принята в качестве базовой в данной работе как более генерализованная, но при этом основанная на комплексном анализе всех доступных данных: тектоники и кинематики литосферных плит, результатах литофациального, стратиграфического и палеогеографического анализов, цифровых моделей рельефа. Результатом моделирования Скотезе явилась серия геодинамических реконструкций, в том числе на неопротерозойское время (рис. 5), сочетающая реконструкцию плитотектонических обстановок и палеогеографических условий (суша, мелководный шельф, глубоководный бассейн).

На основе реконструкций Скотезе (Scotese et al., 2018) в данной работе выполнена геодинамическая реконструкция современных нефтегазоносных бассейнов для

Факторы	Параметры	Характеристика	
Накопление	Биопродуктивность	химический состав морской воды	питательные вещества для биопродуцентов
		свет	энергия, необходимая для усвоения питательных веществ биопродуцентами
		температура	перемешивание водных масс, и, как следствие, вертикальное распределение кислорода в воде разный "оптимальный" температурный режим развития различных групп биопродуцентов
	Обстановка осадконакопления	тип обстановки	наиболее благоприятны лагуны, эстуарии, континентальные склоны.
		литологический состав осадков	различная адсорбционная способность различных минералов, в первую очередь глинистых
		скорость седиментации	медленный процесс седиментации приводит к лучшему доступу кислорода к органическому веществу и к его деструкции
		гидродинамический активность водоема седиментации	влияет на соотношение процессов размывания осадков и их накопления; на распространение кислородных субаквальных условий
		глубина дна и его рельеф	в присутствии кислорода длина пути оказывает влияние на степень разрушения органического вещества в процессе осаждения
		стратификация водной толщи	присутствие восстановительных условий способствует сохранению органического вещества за счет снижения скорости его деструкции
		форма органического материала (растворенное или нерастворенное)	до глубин 200-300 м (зона кислородного минимума) концентрация растворенного органического углерода обратно пропорциональна величине первичной продуктивности

Табл. 2. Факторы, оказывающие влияние на образование пород с повышенной концентрацией Сорг (НГМП)

неопротерозойского времени (рис. 5). При реконструкциях контуры современных бассейнов (принятые в соответствии с базой Rystad Energy, 2022) задавались точечными объектами, соответствующими геометрическим центрам площадей бассейнов. И для каждого временного интервала, показанного на рис. 5, рассчитанное положение осадочных бассейнов совмещалось с соответствующей ему геодинамической плитотектонической реконструкцией.

Таким образом, существенно преобладающая часть осадочных бассейнов, в современных разрезах которых присутствуют сохранившиеся в разном объеме осадочные неопротерозойские отложения, непосредственно в неопротерозое представляли собой бассейны окраинно-платформенного типа с соответствующими седиментационными обстановками (бассейны пассивных окраин). Часть бассейнов, по-видимому, относилась к внутриплитным и внутриконтинентальным прогибам. При этом часть бассейнов могла соответствовать окраинно-континентальным задуговым бассейнам форланда с терригенно-карбонатным осадконакоплением с присутствующими в разрезе вулканитами. Здесь необходимо отметить, что в общем случае характеристика палеотектонических обстановок, соответствующих каждому из анализируемых бассейнов, может в некоторой степени различаться в зависимости от применяемой модели плитотектонических реконструкций (например, при сравнении наиболее актуальных в настоящее время моделей Мердита и Скотезе, которые упоминались выше). Однако анализ расположения палеобассейнов отчетливо показывает преобладающую окраинно-континентальную позицию зон накопления нефтегазоматеринских пород как в раннее, так и в позднепротерозойское время, соответствующую в основном либо пассивным окраинам, либо прогибам в зоне влияния окраинно-континентальных геодинамических процессов (рис. 5).

Палеогеографические условия. Связь глобального климата и осадконакопление отложений с повышенным содержанием органического углерода установлена давно (Тиссо, Вельге, 1981). С точки зрения анализа *палеоклимата*, в неопротерозойское время выделяется серия сменяющихся периодов, называемых в научной литературе «Greenhouse» и «Icehouse» (теплый и ледниковый, соответственно; Hoffman et al., 1998). Теплые периоды характеризуются относительно теплым климатом, высоким уровнем неопротерозойского океана и благоприятными условиями для существования и размножения жизни (предположительно, продолжительность таких циклов в среднем составляла 250 млн л.; Craig et al., 2009). Однако неопротерозойское время, в первую очередь, известно своими оледенениями и, в частности, самым масштабным из них – периодом существования Земли в состоянии «Snowball Earth» («снежный шар»). Он получил название Стертское оледенение (рис. 1). По разным оценкам его продолжительность могла достигать 50 млн л. (Halverson, 2006), а причины сегодня рассматриваются как геологические, так и биологические (Schrag et al., 2002).

Из-за жестких климатических условий в период «Snowball Earth» видовое разнообразие жизни на планете существенно уменьшилось (Huntley et al., 2006). Так, например, в неопротерозое строматолиты достигли

своего пика развития, распространились по всему миру и диверсифицировались в сложные ветвящиеся формы. Однако во время Стертского оледенения их число начало значительно сокращаться.

Резкое потепление, последовавшее после окончания этого «холодного» периода, проявившееся практически повсеместно в накоплении карбонатных отложений, которые мы сегодня видим в сохранившихся неопротерозойских разрезах по всему миру, привело к резкому развитию биологической жизни на Земле как на качественном, так и на количественном уровне. Повышению температуры способствовал и распад континента Родиния, который привел к увеличению и расширению зоны субдукции морского дна и как следствие, активизации вулканической активности вдоль океанических хребтов и островных дуг с повышенными выбросами CO_2 в атмосферу и усилением атмосферного парникового эффекта. Анализ протерозойских разрезов на всех континентах показывает, что к неопротерозойским/верхнерифейским-вендским частям разрезов чаще приурочены свиты/формации, которые отличаются в целом более высокими концентрациями органического углерода, что, возможно, также является следствием улучшения условий для накопления повышенных концентраций органического вещества к концу протерозоя.

Особый интерес с точки зрения выделения нефтегазоматеринских толщ представляет часть протерозойского осадочного разреза, отложения которого формировались в межледниковые периоды, особенно сразу после завершения Стертского оледенения. Примеры можно наблюдать в неопротерозойских разрезах Омана, Китая, Австралии, Канады и др. Например, в Южно-Китайском бассейне в основании формации Датангпо, выделяется 30-ти метровая толща черных аргиллитов («black shale»; современные значения ТОС варьируют от 0,9 до 6,8 % при R_o 2,1–2,4 %). Отложения данной формации накапливались в период между двумя оледенениями: Стертским и Мариноанским, что четко прослеживается по подстилающим формацию Датангпо диамиктитам формации Йуангоу и перекрывающим диамиктитам формации Нантуо (Feng et al., 2010). Формация Душантуо, залегающая на диамиктитах Нантуо, содержит в себе еще более обогащенные органическим углеродом карбонатно-терригенные породы (ТОС 0,5–14 %, при значениях R_o 2,1–3,8 %; Zhao et al., 2018).

Причин для накопления обогащенных Сорг отложений в межледниковые периоды могло быть несколько. Во-первых, в пределах пассивных окраин континентальных блоков были развиты локальные системы грабенообразных бассейнов, у которых был ограниченный водообмен с открытым океаном. А в межледниковые периоды эта ситуация усугублялась (за счет частичного и медленного таяния ледников; Zhua et al., 2019). Отмечается широкое распространение восстановительных условий в отложениях рассматриваемого периода (Li et al., 2012), в сохранившихся разрезах отложений мы идентифицируем их по присутствию пирита. Восстановительные условия в морских прибрежных обстановках всегда выступают как благоприятный фактор для накопления органического вещества (Конюхов, 2017).

Кроме того, поступление талых вод с суши приводило к стратификации водоема: кислородсодержащий верхний

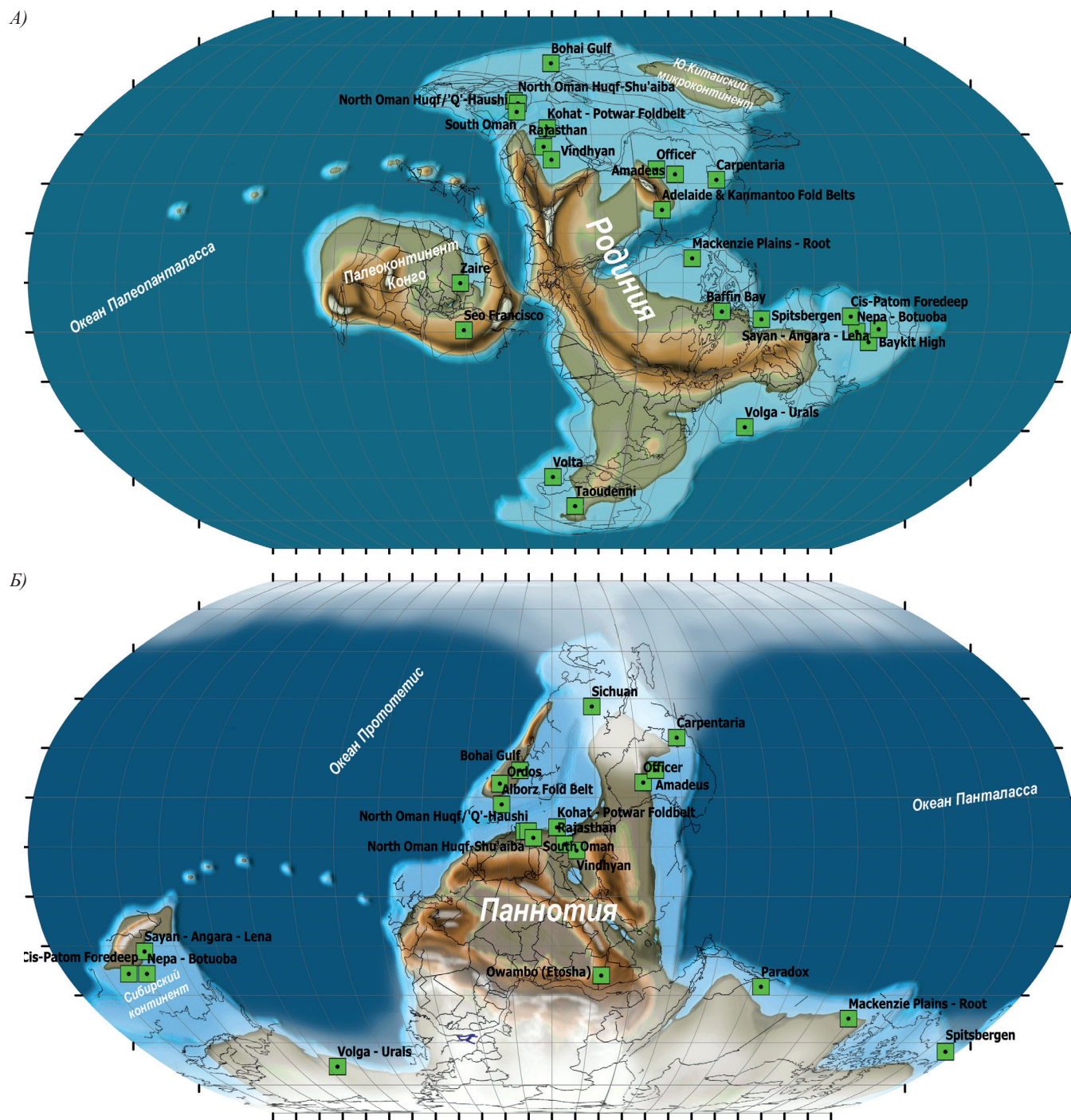


Рис. 5. Плитотектонические реконструкции Скотезе (Scotese et al., 2018) для раннего (А; 750 Ma), и позднего (Б; 600 Ma) неопротерозоя и положение осадочных бассейнов, в пределах которых описаны неопротерозойские нефтегазоматеринские отложения. Черными линиями показано условное положение современных географических и административных единиц, реконструированных в рамках плитотектонических реконструкций. Зелеными квадратами обозначены расположения геометрических центров нефтегазоносных бассейнов на соответствующем временном этапе, названия бассейнов приведены в соответствии с международной номенклатурой по (Rystad Energy, 2022). Расположение бассейнов реконструировано по принципам и в соответствии с плитотектоническими реконструкциями Скотезе.

этаж с поверхностными тальми водами и нижний бескислородный этаж. Такие условия благоприятствовали накоплению отложений с повышенным содержанием Fe, Mn (Ai et al., 2021).

Во-вторых, с началом потепления и таянием льда со стороны суши увеличилось поступление в прибреговые акваториальные зоны питательных веществ (активизировался процесс химического выветривания). Это способствовало восстановлению биоценоза в морской среде.

В-третьих, продолжающееся потепление приводило к повышению уровня мирового океана, позволяя свободно поступать более богатым питательными веществами водам открытого океана, повышая локальную продуктивность морской среды с точки зрения органического углерода (Ai et al., 2021), а сохраняющие восстановительные условия в придонной части бассейнов помогали захоронению этого вещества. Важна здесь и близость расположения палеозоны апвеллинга. Вопрос возможного

картирования/прогнозирования таких зон для неопротерозоя пока остается открытым.

Помимо существенных температурных колебаний неопротерозойский этап отличается и палеоклиматическими планетарными изменениями. В неопротерозое начала происходить трансформация климата Земли в сторону приближения к современным условиям, т.е. смена бескислородных (восстановительных) условий на кислородные.

Уровень кислорода в атмосфере первоначально повысился в раннем протерозое. Первые кислородпродуцирующие микроорганизмы появились на Земле 2,5 млрд лет назад. Ко времени широкого распространения эукариотов – 1,8 млрд лет назад – концентрация кислорода возросла до 10 % от современного атмосферного уровня. Этих относительно высоких концентраций было достаточно для окислительного выветривания (о чем свидетельствуют богатые гематитом породы и красноцветные песчаники с покрытыми гематитом кварцевыми зернами). Предполагается, что важный порог концентрации углекислого газа в атмосфере был нарушен к концу мезопротерозоя.

В неопротерозое произошло второе значительное увеличение концентрации кислорода (уровень кислорода в атмосфере поднялся до 50 % от современного, и обозначено это было появлением первых многоклеточных животных, которым требовалось достаточное количество кислорода для производства коллагена и последующего формирования скелета). К началу фанерозоя уровень кислорода в атмосфере был близок к современному.

Так, начался необратимый процесс изменения состава атмосферы, биосферы и океана, включая химический состав океанической воды в неопротерозое (Halverson, 2006). Это совпало с увеличением оксигенации поверхностной среды, что, в свою очередь, способствовало ранней диверсификации эукариотических форм жизни. Однако, стоит отметить, что в неопротерозое восстановительные условия в мировом океане все еще превалировали над окислительными.

Кроме этого, существует мнение, что экстремальные климатические изменения, характерные для середины неопротерозоя, и ступенчатое увеличение концентрации кислорода в атмосфере (отразившееся в присутствии различных минералогических форм железа и изотопном составе серы в образцах пород неопротерозойского возраста Китая, Канады, Омана, Австралии и др.) могли быть связаны с усиленным химическим выветриванием, которое также более активно проявлялось во второй половине неопротерозоя. И как следствие, вторая половина неопротерозоя в межледниковые периоды являлась более благоприятным временем для накопления отложений с повышенными концентрациями органического углерода, с точки зрения наличия высоко питательных сред для биопродуцентов.

Палеобиологические условия. За счет низкого уровня кислорода в атмосфере мезопротерозоя и раннего неопротерозоя, нехватки основных питательных веществ и микроэлементов в океанах биологическое биоразнообразие было слабо развито. В целом, до кембрийского «взрыва» доминирующими в земной биосфере были организмы прокариотические (палеобактерии и цианобактерии и

др.) и эукариотические (зеленые водоросли и др.); такие низшие организмы чрезвычайно трудно сохраняются в аэробной среде, но они могут накапливаться в анаэробной (или бедной кислородом) среде (Конторович, 1996). В качестве первичных биопродуцентов до стертского оледенения предполагают доминирование морского планктона – бактерий и красных водорослей, а во второй половине позднерифейского времени – и зеленых водорослей (Hoffman et al., 2017). Другие представители эукариотов, в частности грибы, амёбозои и страменоцилы, также рассматриваются в качестве возможных биопродуцентов для неопротерозойского этапа. В неопротерозое стертское оледенение оказало существенное влияние на последующее развитие биологической жизни на Земле. В этом сходятся сегодня все исследователи: после него биоразнообразие резко увеличилось, и в первую очередь, за счет резкого увеличения разнообразия акритарх (Xiao, Kaufman, 2006).

Наиболее важной группой в химическом составе биопродуцентов с точки зрения нефтеобразования являются липидно-липоидные. Поэтому в неопротерозойское время также были благоприятные условия для формирования осадочных пород с хорошим нефтегенерационным потенциалом, так как это было время биопродуцентов, в составе которых отмечается их повышенное содержание.

С точки зрения идентификации исходных биопродуцентов, на сегодняшний день выявлен ряд биоценологических показателей (они применяются для проведения корреляции неопротерозойских образцов нефть-нефть, нефть-нефтегазоматеринская порода). Так, например, из стеранового ряда биомаркеров 24-изопропилхолестан является индикатором обыкновенных *губок* (класс Демоспонгии), которые появились незадолго до маринанского оледенения в конце позднего рифея (Hoffman et al., 2017). При этом состав липидной фракции различных водорослей отличается не очень существенно: преобладают жирные кислоты (насыщенные и ненасыщенные, C-16 и C-18, а также с более короткими и более длинными цепями). Для сине-зеленых водорослей цепи длиннее C-18 не зафиксированы. Для зеленых водорослей наряду с доминирующими C-18 и C-16 опознаются цепи C-26 и C-28 (Баженова, 2009).

Заключение

Теоретические основы, заложенные Вассоевичем Н.Б., Бродом И.О. и Высоцким И.В. в фундаментальных аспектах развития поиска и разведки новых месторождений нефти и газа, актуальны и сегодня. Комплексный подход максимально полно позволяет оценивать возможные перспективы с разных аспектов. С учетом объемов современных накопленных баз данных и компьютерных технологий, применение метода аналогий позволяет наиболее полно подойти к анализу процессов, которые протекали в истории Земли, в том числе и на докембрийском этапе.

Значимость исследований нефтегазоматеринских пород в определении потенциала территорий в последнее десятилетие существенно возросла, с учетом развития технологий добычи углеводородов из нетрадиционных коллекторов. Вариации качественно-количественных характеристик свойств и состава нефтегазоматеринских пород приобрели большее значение, а их прогноз не возможен без анализа условий их формирования.

Для комплексного анализа свойств и состава нефтегазоматеринских пород необходимо учитывать все факторы, влияющие на их формирование. Необходимо проводить анализ как палеотектонических, так и палеогеографических, палеобиологических условий.

Проведенный анализ условий образования неопротерозойских нефтегазоматеринских пород позволил установить, что палеотектонические условия скорее всего играли определяющую роль в вопросах формирования НГМП. Совокупность палеотектонических и палеогеографических условий благоприятствовали накоплению НГМП во второй половине неопротерозоя. Распад Родинии привел в конце неопротерозоя к локальной дифференциации отдельно взятых бассейнов осадконакопления, располагавшихся более скученно в начале неопротерозоя, тем самым, возможно, способствовало развитию разных видов биогеоценозов (при незначительном их разнообразии по сравнению с фанерозоем). Последнее, возможно, мы и наблюдаем, в небольших вариациях биомаркеров нефтей и битумоидов из неопротерозойских нефтегазоматеринских пород современных осадочных бассейнов на различных континентах.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за указанные замечания и рекомендации.

Литература

- Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016
- Баженова Т.К., Дахнова М.В., Желлова Т.П. (2014). Нефтегазоматеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. М: ВНИГНИ, 128 с.
- Баженова Т.К. (2009). Эволюция нефтегазообразования в истории Земли и прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов. *Геология и геофизика*, 50(4), с. 412–424.
- Ким Н.С. (2008). Геохимия докембрийских нефтей Евразии. *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук*, 19 с.
- Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филипов Ю.А. (2011). Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы. *Геология нефти и газа*, 5, с. 78–83.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. (1996). Глобальные закономерности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.
- Конюхов А.И. (2017). Океанские аноксические события мелового периода и их роль в формировании нефтематеринских отложений на окраинах материков. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 43–55. <http://doi.org/10.18599/grs.19.6>
- Серегин А.М., Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. (1977). Основы региональной нефтегазоносности СССР. М: Изд-во Моск. ун-та, 224 с.
- Тимошина И.Д. (2005). Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. М, 166 с.
- Тимошина И.Д., Болдушевская Л.Н. (2020). Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы. *Георесурсы*, 22(4), с. 41–54. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.41-54>
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М: Мир, 581 с.
- Филипцов Ю.А. (2015). Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы. *Дисс. доктора геол.-мин. наук*. Красноярск: ИНГГ СО РАН, с. 171–172.
- Abu A., Adeleye M.A., Ehinola O.A., Asiedu D.K. (2021). The hydrocarbon prospectivity of the Mesoproterozoic–Paleozoic intracratonic Voltaian Basin, West African Craton, Ghana. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 617–625. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01036-7>
- Ai J., Zhong N., Zhang T., Zhang Y., Wang T., George S.C. (2021). Oceanic water chemistry evolution and its implications for post-glacial black shale

formation: Insights from the Cryogenian Datangpo Formation, South China. *Chemical Geology*, 566. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120083>

- Alkimi F.F., Martins-Neto M.A. (2012). Proterozoic first-order sedimentary sequences of the São Francisco craton, eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 33, pp. 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.011>
- Bechsta T., Ger H., Spence G., Werner G. (2015). Late Cryogenian (Neoproterozoic) glacial and post-glacial successions at the southern margin of the Congo Craton, northern Namibia: facies, palaeogeography and hydrocarbon. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 255–287. <https://doi.org/10.1144/SP326.15>
- Cohen P., Macdonald F. (2015). The Proterozoic Record of Eukaryotes. *Paleobiology*, 41(4), pp. 610–632. <https://doi.org/10.1017/pab.2015.25>
- Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoo N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. (2013). The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 40, pp. 1–47. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011>
- Craig J., Thurow J., Thusu B. et al. (2009). Global Neoproterozoic petroleum systems: The emerging potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1144/SP326.1>
- Edgell H.S. (1991). Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation. *Precambrian Research*, 54, pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90065-1](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90065-1)
- Etemad-Saeed N., Hosseini-Barzi M., Adabi M. H., Miller N. R., Abbas S., Houshmandzadeh A., Stockli, D. F. (2015). Evidence for ca. 560 Ma Ediacaran glaciation in the Kahar Formation, central Alborz Mountains, northern Iran. *Gondwana Research*, 31, pp. 164–183. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2015.01.005>
- Feng L.-J., Chu X.-L., Huang J., Zhang Q.-R., Chang H.-J. (2010). Reconstruction of paleo-redox conditions and early sulfur cycling during deposition of the Cryogenian Datangpo Formation in South China. *Gondwana Research*, 18, pp. 632–637. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2010.02.011>
- Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>
- Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Luning S., Geiger M. (2016). Global Infracambrian petroleum systems: a review. *Global Neoproterozoic Petroleum Systems: The Emerging Potential in North Africa*. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 109–136. <https://doi.org/10.1144/SP326.6>
- Grantham, P.J., Lijmbach, G.W.M., Posthuma, J., Hughes Clarke, M.W., Willink, R.J. (1987). Origin of crude oils in Oman. *Journal of Petroleum Geology*, 11, pp. 61–80. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00801.x>
- Grosjean E., Love G.D., Stalvies C., Fike D.A., Summons R.E. (2009). Origin of petroleum in the Neoproterozoic–Cambrian South Oman Salt Basin. *Organic Geochemistry*, 40, pp. 87–110. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.09.011>
- Hakhoo N., Bhat G. M., Koul S., Craig J., Thusu B. (2012). Potential Proterozoic Petroleum System: Northwest Himalayan Thrust Belt, Jammu (India). *AAPG International Conference and Exhibition*, Milan, Italy.
- Halverson G., Porter S., Shield G. (2020). The Tonian and Cryogenian Periods. *Geologic Time Scale 2020*, vol. 1, pp. 495–519. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00017-6>
- Halverson G.P. (2006). A Neoproterozoic Chronology. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*. Springer, pp. 231–271. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_8
- Hoak T.E., Klawitter A.L., Dommer C.F., Scaturro P.V. (2014). Integrated Exploration of the Owambo Basin, Onshore Namibia: Hydrocarbon Exploration and Implications for a Modern Frontier Basin. *AAPG Annual Convention and Exhibition*, Houston, Texas.
- Hoffman P.F., Abbot D.S., Ashkenazy Y. et al. (2017). Snowball Earth climate dynamics and Cryogenian geology-geobiology. *Science Advances*, 3(11). <https://doi.org/10.1126/sciadv.1600983>
- Hoffman P.F., Kaufman A.J., Halverson G.P., Schrag D.P. (1998). A Neoproterozoic snowball Earth, *Science*, 281, pp. 1342–1346. <https://doi.org/10.1126/science.281.5381.1342>
- Huang Z., Zhao B., Jiang Q., Wang S., & Liu B. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Petroleum Science*, 5(1), pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>
- Huntley J.W., Xiao S., Kowalewski M. (2006). On the Morphological History of Proterozoic and Cambrian Acritarchs. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*, pp. 23–56. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_2
- Johnson C.L., Greene T.J., Zinniker D.A., Moldowan J.M., Hendrix M.S., Carroll A.R. (2003). Geochemical characteristics and correlation of oil and

nonmarine source rocks from Mongolia. *AAPG Bulletin*, 87(5), pp. 817–846. <https://doi.org/10.1306/12170201073>

Kah L.C., Sherman A.G., Narbone G.M., Knoll A.H., Kaufman A.J. (1999). Delta C-13 stratigraphy of the Proterozoic Bylot Supergroup, Baffin Island, Canada: Implications for regional lithostratigraphic correlations. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 36(3), pp. 313–332. <https://doi.org/10.1139/e98-100>

Kunzmann M., Halverson G.P., Scott C., Minarik W.G., Wing B.A. (2015). Geochemistry of Neoproterozoic black shales from Svalbard: Implications for oceanic redox conditions spanning Cryogenian glaciations. *Chemical Geology*, 417, pp. 383–393. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2015.10.022>

Li C., Love G.D., Lyons T.W., Scott C.T., Feng L., Huang J., Chang H., Zhang Q., Chu X. (2012). Evidence for a redox stratified Cryogenian marine basin, Datangpo Formation, South China. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 331, pp. 246–256. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2012.03.018>

Li Z.X., Bogdanova, S.V., Collins, A.S., Davidson, A., De Waele, B., Ernst, R.E., Fitzsimons, I.C.W., Fuck, R.A., Gladkochub, D.P., Jacobs, J., Karlstrom, K.E., Lu, S., Natapov, L.M., Pease, V., Pisarevsky, S.A., Thrane, K., Vernikovsky, V. (2008). Assembly, configuration, and break-up history of Rodinia: A synthesis. *Precambrian Res.*, 160, pp. 179–210. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2007.04.021>

Li Z.-X., Evans, D.A.D., Halverson, G.P. (2013). Neoproterozoic glaciations in a revised global palaeogeography from the breakup of Rodinia to the assembly of Gondwanaland. *Sediment. Geol.*, 294, pp. 219–232. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.05.016>

Lillis P.G. (2016). The Chuar Petroleum System, Arizona and Utah. In book: Hydrocarbon source rocks in unconventional plays, Rocky Mountain Region. Eds: Michael P. Dolan, Debra K. Higley, Paul G. Lillis. Rocky Mountain Association of Geologists.

Littke R. (1993). Deposition, diagenesis and weathering of organic matter-rich sediments. *Lecture Notes in Earth Sciences*, 47, 218 p.

Macdonald F.A., Jones D.S., Schrag D.P. (2009). Stratigraphic and tectonic implications of a newly discovered glacial diamictite – cap carbonate couplet in southwestern Mongolia. *Geology*, 37(2), pp. 123–126. <https://doi.org/10.1130/G24797A.1>

Marshall T.R., Dyson I.A., Keyu L. (2007). Petroleum systems in the Amadeus Basin, central Australia: Were they all oil prone? In: 'Central Australian Basins Symposium Proceedings, Alice Springs, August 2005. Eds: T. J. Munson and G. J. Ambrose. Northern Territory Geological Survey Special Publication 2, pp. 136–146.

Merdith A.S., Collins A.S., Williams S.E., Pisarevsky S., Foden J.D., Archibald D.B., Blades M.L., Alessio B.L., Armistead S., Plavs D., Clark C., Müller R.D. (2017). A full-plate global reconstruction of the Neoproterozoic. *Gondwana Res.*, 50, pp. 84–134. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.04.001>

Merdith A.S., Williams S.E., Collins A.S., Tetley M.G., Mulder J.A., Blades M.L., Young A., Armistead, S.E., Cannon J., Zahirovic S., Müller R.D. (2021). Extending full-plate tectonic models into deep time: Linking the Neoproterozoic and the Phanerozoic. *Earth-Science Reviews*, 214, 103477. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103477>

Ojha P.S. (2012). Precambrian sedimentary basins of India: an appraisal of their petroleum potential. London: *Geological Society, Special Publications*, 366, pp. 19–58. <https://doi.org/10.1144/SP366.11>

Ootes L., Gleeson S., Turner E., Rasmussen K., Gordey S., Falck H., Martel E., Pierce K. (2013). Metallogenic Evolution of the Mackenzie and Eastern Selwyn Mountains of Canada's Northern Cordillera, Northwest Territories: A Compilation and Review. *Geoscience Canada*, 40, pp. 40–69. <https://doi.org/10.12789/geocanj.2013.40.005>

Pollastro R.M. (1999). Ghaba Salt Basin Province and Fahud Salt Basin Province, Oman -Geological Overview and Total Petroleum Systems. *USGS Report*, 46 p. <https://doi.org/10.3133/ofr9950D>

Rystad Energy Database. (2022). www.rystadenergy.com
Schrag D.P., Berner R.A., Hoffman P.F., Halverson G.P. (2002). On the initiation of a snowball Earth. *Geochim. Geophys. Geosyst.*, 3(6), pp. 1–21. <https://doi.org/10.1029/2001GC000219>

Scotese C.R., Wright N. (2018). PALEOMAP Paleodigital Elevation Models (PaleoDEMS) for the Phanerozoic PALEOMAP Project, <https://www.earthbyte.org/paleodem-resourcescotese-and-wright-2018>

Singh A.K., Chakraborty P.P. (2021). Geochemistry and hydrocarbon source rock potential of shales from the Palaeo-Mesoproterozoic Vindhyan Supergroup, central India. *Energy Geoscience*. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.10.007>

Torsvik T.H., Smethurst M.A., Meert J.G., Van der Voo R., McKerrow W.S., Brasier M.D., Sturt B.A., Walderhaug H.J. (1996). Continental breakup and collision in the Neoproterozoic and Palaeozoic – a tale of Baltica

and Laurentia. *Earth-Science Reviews*, 40(3), pp. 229–258. [https://doi.org/10.1016/0012-8252\(96\)00008-6](https://doi.org/10.1016/0012-8252(96)00008-6)

Verard C. (2019). Plate tectonic modelling: Review and perspectives. *Geological Magazine*, 156(2), pp. 208–241. <https://doi.org/10.1017/S0016756817001030>

Visser W. (1991). Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman. *Precambrian Research*, 54, pp. 15–36. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90066-J](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90066-J)

Vries S., Pryer L., Fry N. (2008). Evolution of Neoproterozoic and Proterozoic basins of Australia. *Precambrian Research*, 166, pp. 39–53. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2008.01.005>

Walter M.R., Veevers J.J., Calver C.R., Grey K. (1995). Neoproterozoic stratigraphy of the Centralian Superbasin, Australia. *Precambrian Research* 73, pp. 173–195. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(94\)00077-5](https://doi.org/10.1016/0301-9268(94)00077-5)

Wiley B.N., Rauzi S.L., Cook D.A., Clifton E.H., Kuo L.-C., Moser J.A. (1998). Geologic Description, Sampling, Petroleum Potential, and Depositional Environment of the Chuar Group, Grand Canyon, Arizona. *Arizona Geological Survey*, 94 p.

Xianzheng Z., Fengming J., Zhouqi C., Chunyuan H., Jianhui Z., Quan W., Kai G. (2012). Types of subtle buried-hill oil reservoirs and their accumulation simulation in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin. *Petrol. Explor. Develop.*, 39(2), pp. 147–154. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60027-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60027-5)

Xiao S., Kaufman A. (2006). Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology. Springer, 302 p. <https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2>

Yang F., Zhou X., Hu Y., Yang X., Yang K. (2022). Neoproterozoic extensional basins and its control on the distribution of hydrocarbon source rocks in the Yangtze Craton, South China. *Geosystems and Geoenvironment*. <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2021.10.015>

Zhao W., Hu S., Wang Z., Zhang S., Wang T. (2018). Petroleum geological conditions and exploration importance of Proterozoic to Cambrian in China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1), pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30001-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30001-6)

Zhilong H., Baoshun Z., Qingchun J., Songpo W., Bo L. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Pet. Sci.*, 5, pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>

Zhua G.-Y., Lia T.-T., Zhao K., Zhanga Z.-Y., Chena W.-Y., Yanb H.-H., Zhang K.-J., Chi L.-X. (2019). Excellent source rocks discovered in the Cryogenian interglacial deposits in South China: Geology, geochemistry, and hydrocarbon potential. *Precambrian Research*, 333, 105455. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2019.105455>

Zou C., Du J., Xu C., Wang Z., Zhang B., Wei G., Wang T., Yao G., Deng S., Liu J., Zhou H., Xu A., Yang A., Jiang H., Gu Z. (2014). *Petroleum exploration and development*, 41(3), pp. 306–325. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60036-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60036-7)

Сведения об авторах

Ксения Александровна Ситар – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Борис Владимирович Георгиевский – кандидат геол.-мин. наук, геолог, АО «Зарубежнефть»
Россия, 101990, Армянский переулок, 9/1/1, стр. 1.

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 16.03.2022;
Принята к публикации 25.04.2022; Опубликована 16.05.2022

Comprehensive evaluation of Neoproterozoic source rocks formation

K.A. Sitar^{1*}, B.V. Georgievskiy², M.A. Bolshakova¹, R.S. Sautkin¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Zarubezhneft, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ksenia A. Sitar, e-mail: k.sitar@oilmsu.ru

Abstract. Based on comprehensive analysis of geological, geochemical, and paleotectonic settings, the conditions for the formation of Neoproterozoic oil and gas source rocks of the Earth are analyzed. A brief review of oil and gas fields in Eastern Siberia, China, the Middle East, Africa, and Australia is given, with Riphean and Vendian terrigenous and carbonate source rock. An overview of the oil and gas bearing basins of the world and a stratigraphic reference of the Neoproterozoic strata discovered within them, containing proven and suspected oil and gas source rocks, are given.

The formation of Neoproterozoic oil and gas source rocks is analyzed in a complex way: simultaneously from the point of view of paleotectonics, paleogeographic and paleoclimatic conditions, paleobiological diversity and geochemical conditions. As part of paleotectonic analysis, the results of plate tectonic reconstructions for the Neoproterozoic stage are presented in accordance with one of the most currently relevant geodynamic models. Paleogeographic events and paleoclimatic conditions are described in the context of the specifics of the formation settings of carbonate-terrigenous oil and gas source rocks. In particular, the reasons for the accumulation of sediments enriched with organic carbon in the interglacial epochs of the Neoproterozoic and possible mechanisms for maintaining conditions favorable for their accumulation are considered. The conditions for the accumulation of oil and gas source rocks are also linked to global paleobiological pre-Phanerozoic events, and the analysis of the geochemical data of rocks makes it possible to characterize and correlate Neoproterozoic oil and gas source rocks on a global scale. On the basis of such a comprehensive assessment, a conclusion was made about fundamentally similar geological conditions for the formation of Neoproterozoic oil and gas source rocks in oil and gas bearing basins.

Keywords: Neoproterozoic, oil-and-gas potential, source rocks, paleotectonic reconstructions, geodynamic processes, paleogeographic conditions, neoproterozoic biodiversity

Recommended citation: Sitar K.A., Georgievskiy B.V., Bolshakova M.A., Sautkin R.S. (2022). Comprehensive evaluation of Neoproterozoic source rocks formation. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 47–59. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8>

References

Abu A., Adeleye M.A., Ehinola O.A., Asiedu D.K. (2021). The hydrocarbon prospectivity of the Mesoproterozoic–Paleozoic intracratonic Voltaian Basin, West African Craton, Ghana. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 617–625. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01036-7>

Ai J., Zhong N., Zhang T., Zhang Y., Wang T., George S.C. (2021). Oceanic water chemistry evolution and its implications for post-glacial black shale formation: Insights from the Cryogenian Datangpo Formation, South China. *Chemical Geology*, 566. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120083>

Alkmim F.F., Martins-Neto M.A. (2012). Proterozoic first-order sedimentary sequences of the São Francisco craton, eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 33, pp. 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.011>

Bazhenova T.K. (2009). Evolution of oil and gas generation in the Earth's history and petroleum prediction in sedimentary basins. *Russian Geology and Geophysics*, 50(4), pp. 308–319. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.008>

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. (2014) Source rock formations, Oils and Gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform. Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2016). Petroleum source formations of ancient platforms of Russia and their petroleum potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Bechsta T., Ger H., Spence G., Werner G. (2015). Late Cryogenian

(Neoproterozoic) glacial and post-glacial successions at the southern margin of the Congo Craton, northern Namibia: facies, palaeogeography and hydrocarbon. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 255–287. <https://doi.org/10.1144/SP326.15>

Cohen P., Macdonald F. (2015). The Proterozoic Record of Eukaryotes. *Paleobiology*, 41(4), pp. 610–632. <https://doi.org/10.1017/pab.2015.25>

Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoon N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. (2013). The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 40, pp. 1–47. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011>

Craig J., Thurow J., Thusu B. et al. (2009). Global Neoproterozoic petroleum systems: The emerging potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1144/SP326.1>

Edgell H.S. (1991). Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation. *Precambrian Research*, 54, pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90065-1](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90065-1)

Emad-Saeed N., Hosseini-Barzi M., Adabi M. H., Miller N. R., Abbas S., Houshmandzadeh A., Stockli, D. F. (2015). Evidence for ca. 560 Ma Ediacaran glaciation in the Kahar Formation, central Alborz Mountains, northern Iran. *Gondwana Research*, 31, pp. 164–183. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2015.01.005>

Feng L.-J., Chu X.-L., Huang J., Zhang Q.-R., Chang H.-J. (2010). Reconstruction of paleo-redox conditions and early sulfur cycling during deposition of the Cryogenian Datangpo Formation in South China. *Gondwana Research*, 18, pp. 632–637. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2010.02.011>

Filipsov Yu.A. (2015). Oil and gas potential of the Upper Proterozoic of the western part of the Siberian platform. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Krasnoyarsk: INGG SO RAN, pp. 171–172. (In Russ.)

Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Luning S., Geiger M. (2016). Global Infracambrian petroleum systems: a review. Global Neoproterozoic Petroleum Systems: The Emerging Potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 109–136. <https://doi.org/10.1144/SP326.6>

Grantham, P.J., Lijmbach, G.W.M., Posthuma, J., Hughes Clarke, M.W., Willink, R.J. (1987). Origin of crude oils in Oman. *Journal of Petroleum Geology*, 11, pp. 61–80. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00801.x>

Grosjean E., Love G.D., Stalvies C., Fike D.A., Summons R.E. (2009). Origin of petroleum in the Neoproterozoic–Cambrian South Oman Salt Basin. *Organic Geochemistry*, 40, pp. 87–110. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.09.011>

Hakhoon N., Bhat G. M., Koul S., Craig J., Thusu B. (2012). Potential Proterozoic Petroleum System: Northwest Himalayan Thrust Belt, Jammu (India). *AAPG International Conference and Exhibition*, Milan, Italy.

Halverson G., Porter S., Shield G. (2020). The Tonian and Cryogenian Periods. *Geologic Time Scale 2020*, vol. 1, pp. 495–519. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00017-6>

Halverson G.P. (2006). A Neoproterozoic Chronology. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*. Springer, pp. 231–271. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_8

Hoak T.E., Klawitter A.L., Dommer C.F., Scaturro P.V. (2014). Integrated Exploration of the Owambo Basin, Onshore Namibia: Hydrocarbon Exploration and Implications for a Modern Frontier Basin. *AAPG Annual Convention and Exhibition*, Houston, Texas.

Hoffman P.F., Abbot D.S., Ashkenazy Y. et al. (2017). Snowball Earth climate dynamics and Cryogenian geology-geobiology. *Science Advances*, 3(11). <https://doi.org/10.1126/sciadv.1600983>

Hoffman P.F., Kaufman A.J., Halverson G.P., Schrag D.P. (1998). A Neoproterozoic snowball Earth. *Science*, 281, pp. 1342–1346. <https://doi.org/10.1126/science.281.5381.1342>

Huang Z., Zhao B., Jiang Q., Wang S., & Liu B. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Petroleum Science*, 5(1), pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>

Huntley J.W., Xiao S., Kowalewski M. (2006). On the Morphological History of Proterozoic and Cambrian Acritarchs. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*, pp. 23–56. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_2

Johnson C.L., Greene T.J., Zinniker D.A., Moldowan J.M., Hendrix M.S.,

- Carroll A.R. (2003). Geochemical characteristics and correlation of oil and nonmarine source rocks from Mongolia. *AAPG Bulletin*, 87(5), pp. 817–846. <https://doi.org/10.1306/12170201073>
- Kah L.C., Sherman A.G., Narbone G.M., Knoll A.H., Kaufman A.J. (1999). Delta C-13 stratigraphy on the Proterozoic Bylot Supergroup, Baffin Island, Canada: Implications for regional lithostratigraphic correlations. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 36(3), pp. 313–332. <https://doi.org/10.1139/e98-100>
- Kim N.S. (2008). Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.*, 19 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Timoshina I.D., Filipov Yu.A. (2011). Composition of biomarkers in oils from the Riphean Baikite anticline. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 78–83. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. (1996). Global regularities of the Precambrian of the Earth. *Geologiya i geofizika*, 37(8), pp. 6–42. (in Russ.)
- Konyukhov A.I. (2017). Oceanic anoxic events of the Cretaceous period and their role in the formation of oil source deposits on the margins of the continents. *Georesursy = Georesources. Special issue*, pp. 43–55. (in Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.6>
- Kunzmann M., Halverson G.P., Scott C., Minarik W.G., Wing B.A. (2015). Geochemistry of Neoproterozoic black shales from Svalbard: Implications for oceanic redox conditions spanning Cryogenian glaciations. *Chemical Geology*, 417, pp. 383–393. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2015.10.022>
- Li C., Love G.D., Lyons T.W., Scott C.T., Feng L., Huang J., Chang H., Zhang Q., Chu X. (2012). Evidence for a redox stratified Cryogenian marine basin, Datangpo Formation, South China. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 331, pp. 246–256. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2012.03.018>
- Li Z.X., Bogdanova, S.V., Collins, A.S., Davidson, A., De Waele, B., Ernst, R.E., Fitzsimons, I.C.W., Fuck, R.A., Gladkochub, D.P., Jacobs, J., Karlstrom, K.E., Lu, S., Natapov, L.M., Pease, V., Pisarevsky, S.A., Thrane, K., Vernikovskiy, V. (2008). Assembly, configuration, and break-up history of Rodinia: A synthesis. *Precambrian Res.*, 160, pp. 179–210. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2007.04.021>
- Li Z.-X., Evans, D.A.D., Halverson, G.P. (2013). Neoproterozoic glaciations in a revised global palaeogeography from the breakup of Rodinia to the assembly of Gondwanaland. *Sediment. Geol.*, 294, pp. 219–232. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.05.016>
- Lillis P.G. (2016). The Chuar Petroleum System, Arizona and Utah. In book: Hydrocarbon source rocks in unconventional plays, Rocky Mountain Region. Eds: Michael P. Dolan, Debra K. Higley, Paul G. Lillis. Rocky Mountain Association of Geologists.
- Littke R. (1993). Deposition, diagenesis and weathering of organic matter-rich sediments. *Lecture Notes in Earth Sciences*, 47, 218 p.
- Macdonald F.A., Jones D.S., Schrag D.P. (2009). Stratigraphic and tectonic implications of a newly discovered glacial diamictite – cap carbonate couplet in southwestern Mongolia. *Geology*, 37(2), pp. 123–126. <https://doi.org/10.1130/G24797A.1>
- Marshall T.R., Dyson I.A., Keyu L. (2007). Petroleum systems in the Amadeus Basin, central Australia: Were they all oil prone? In: 'Central Australian Basins Symposium Proceedings, Alice Springs, August 2005. Eds: T. J. Munson and G. J. Ambrose. Northern Territory Geological Survey Special Publication 2, pp. 136–146.
- Merdith A.S., Collins A.S., Williams S.E., Pisarevsky S., Foden J.D., Archibald D.B., Blades M.L., Alessio B.L., Armistead S., Plavska D., Clark C., Müller R.D. (2017). A full-plate global reconstruction of the Neoproterozoic. *Gondwana Res.*, 50, pp. 84–134. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.04.001>
- Merdith A.S., Williams S.E., Collins A.S., Tetley M.G., Mulder J.A., Blades M.L., Young A., Armistead S.E., Cannon J., Zahirovic S., Müller R.D. (2021). Extending full-plate tectonic models into deep time: Linking the Neoproterozoic and the Phanerozoic. *Earth-Science Reviews*, 214, 103477. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103477>
- Ojha P.S. (2012). Precambrian sedimentary basins of India: an appraisal of their petroleum potential. London: *Geological Society, Special Publications*, 366, pp. 19–58. <https://doi.org/10.1144/SP366.11>
- Ootes L., Gleeson S., Turner E., Rasmussen K., Gordey S., Falck H., Martel E., Pierce K. (2013). Metallogenic Evolution of the Mackenzie and Eastern Selwyn Mountains of Canada's Northern Cordillera, Northwest Territories: A Compilation and Review. *Geoscience Canada*, 40, pp. 40–69. <https://doi.org/10.12789/geocanj.2013.40.005>
- Pollastro R.M. (1999). Ghaba Salt Basin Province and Fahud Salt Basin Province, Oman – Geological Overview and Total Petroleum Systems. *USGS Report*, 46 p. <https://doi.org/10.3133/ofr9950D>
- Rystad Energy Database. (2022). www.rystadenergy.com
- Schrag D.P., Berner R.A., Hoffman P.F., Halverson G.P. (2002). On the initiation of a snowball Earth. *Geochim. Geophys. Geosyst.*, 3(6), pp. 1–21. <https://doi.org/10.1029/2001GC000219>
- Scotese C.R., Wright N. (2018). PALEOMAP Paleodigital Elevation Models (PaleoDEMS) for the Phanerozoic PALEOMAP Project, <https://www.earthbyte.org/paleodem-resources/scotese-and-wright-2018>
- Singh A.K., Chakraborty P.P. (2021). Geochemistry and hydrocarbon source rock potential of shales from the Palaeo-Mesoproterozoic Vindhyan Supergroup, central India. *Energy Geoscience*. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.10.007>
- Timoshina I.D. (2005). Geochemistry of Neoproterozoic source rock's organic matter and oils in the southeast of the Siberian Platform. Moscow, 166 p. (In Russ.)
- Timoshina I.D., Boldushevskaya L.N. (2020). Geochemistry of organic matter of the Neoproterozoic in the southeast of the Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 41–54. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.41-54>
- Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.
- Torsvik T.H., Smethurst M.A., Meert J.G., Van der Voo R., McKerrow W.S., Brasier M.D., Sturt B.A., Walderhaug H.J. (1996). Continental break-up and collision in the Neoproterozoic and Palaeozoic – a tale of Baltica and Laurentia. *Earth-Science Reviews*, 40(3), pp. 229–258. [https://doi.org/10.1016/0012-8252\(96\)00008-6](https://doi.org/10.1016/0012-8252(96)00008-6)
- Verard C. (2019). Plate tectonic modelling: Review and perspectives. *Geological Magazine*, 156(2), pp. 208–241. <https://doi.org/10.1017/S0016756817001030>
- Visser W. (1991). Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman. *Precambrian Research*, 54, pp. 15–36. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90066-J](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90066-J)
- Vries C., Pryer L., Fry N. (2008). Evolution of Neoproterozoic and Proterozoic basins of Australia. *Precambrian Research*, 166, pp. 39–53. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2008.01.005>
- Walter M.R., Veevers J.J., Calver C.R., Grey K. (1995). Neoproterozoic stratigraphy of the Centralian Superbasin, Australia. *Precambrian Research* 73, pp. 173–195. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(94\)00077-5](https://doi.org/10.1016/0301-9268(94)00077-5)
- Wiley B.N., Rauzi S.L., Cook D.A., Clifton E.H., Kuo L.-C., Moser J.A. (1998). Geologic Description, Sampling, Petroleum Potential, and Depositional Environment of the Chuar Group, Grand Canyon, Arizona. *Arizona Geological Survey*, 94 p.
- Xianzheng Z., Fengming J., Zhouqi C., Chunyuan H., Jianhui Z., Quan W., Kai G. (2012). Types of subtle buried-hill oil reservoirs and their accumulation simulation in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin. *Petrol. Explor. Develop.*, 39(2), pp. 147–154. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60027-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60027-5)
- Xiao S., Kaufman A. (2006). Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology. Springer, 302 p. <https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2>
- Yang F., Zhou X., Hu Y., Yang X., Yang K. (2022). Neoproterozoic extensional basins and its control on the distribution of hydrocarbon source rocks in the Yangtze Craton, South China. *Geosystems and Geoenvironment*. <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2021.10.015>
- Zhao W., Hu S., Wang Z., Zhang S., Wang T. (2018). Petroleum geological conditions and exploration importance of Proterozoic to Cambrian in China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1), pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30001-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30001-6)
- Zhilong H., Baoshun Z., Qingchun J., Songpo W., Bo L. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Pet. Sci.*, 5, pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>
- Zhua G.-Y., Lia T.-T., Zhao K., Zhanga Z.-Y., et al. (2019). Excellent source rocks discovered in the Cryogenian interglacial deposits in South China: Geology, geochemistry, and hydrocarbon potential. *Precambrian Research*, 333, 105455. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2019.105455>
- Zou C., Du J., Xu C., Wang Z., Zhang B., Wei G., Wang T., Yao G., Deng S., Liu J., et al. (2014). *Petroleum exploration and development*, 41(3), pp. 306–325. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60036-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60036-7)

About the Authors

Ksenia A. Sitar – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Boris V. Georgievskiy – PhD (Geology and Mineralogy), geologist, Zarubezhneft

bld. 1, 9/1/1 Armianskiy lane, Moscow, 101990, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 16 March 2022;

Accepted 25 April 2022; Published 16 May 2022