

## Теоретические и методические подходы к выявлению глубинных скоплений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах Российской Федерации

О.М. ПРИЩЕПА, С.Б. КИРЕЕВ, Ю.В. НЕФЕДОВ, А.В. МАРТЫНОВ, Д.С. ЛУЦКИЙ,  
Т.Н. КРЫКОВА, Н.В. СИНИЦА, Жуйминг СЮЙ ✉

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

✉ x472794773@gmail.com

**Ссылка для цитирования оригинальной статьи:** Prischepa OM, Kireev SB, Nefedov YV, Martynov AV, Lutsky DS, Krykova TN, Sinita N and Xu R (2023), Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation. *Front. Earth Sci.* 11:1192051. DOI: 10.3389/feart.2023.1192051

**Аннотация:** Большое количество скоплений нефти и газа на больших и сверхбольших глубинах, выявленных в последнее время в мире благодаря развитию технологий бурения, заставляет пересмотреть теоретические представления по многим вопросам, включая условия нефтегазообразования и сохранения углеводородов в зонах высоких давлений и температур, а также оценку возможности сохранения и формирования коллекторов. К числу наиболее обсуждаемых в этой связи относятся вопросы, определяющие процессы и скорость нефтегазообразования на больших и сверхбольших глубинах, которые существенно отличаются от таковых на малых и средних глубинах: термобарические условия, обуславливающие возможность образования, фазовое распределение и сохранность углеводородов; геохимические показатели; тип керогена и его преобразования, обуславливающие фазовое распределение и стадийность пиков генерации; литологический состав керогеносодержащих толщ; скорость и масштаб опускания и поднятия, а также время воздействия высоких температур; формирование перекрывающих соленосных толщ и наличие глубинных проводящих разломов, существенно влияющих на градиенты температуры и давления. Анализ влияния перечисленных факторов на перспективы глубокозалегающих комплексов с учетом новых исследований и достижений, в основном в осадочных бассейнах Китая (Тарим, Джунгар, Ордос, Сычуань), Мексиканского залива и шельфа Бразилии (Сантос), позволил типизировать осадочные бассейны и крупные депрессии России с выделением участков с высоким и сверхнизким глубинным потенциалом для изучения углеводородов. Разработаны термобарические и историко-геологические критерии и предложена методика детального изучения перспективных участков, включающая комплекс геохимических исследований углеводородов, экстрактов битумоидов (пиrolитических, хроматографических) и литолого-петрофизических исследований ядра, направленных на оценку перспектив нефтегазоносности глубинных комплексов осадочных бассейнов России и последующую локализацию наиболее перспективных участков для глубокого бурения.

**Ключевые слова:** сверхглубокие глубины, нефть и газ, глубинные скопления, глубинное происхождение, высокая температура, высокое давление.

## Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation

Oleg M. PRISCHEPA, Sergey B. KIREEV, Yury V. NEFEDOV, Andrey V. MARTYNOV, Denis S. LUTSKY,  
Tatiana N. KRYKOVA, Nikita V. SINITSA and Ruiming XU ✉

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

✉ x472794773@gmail.com

**Abstract:** A large number of oil and gas accumulations at deep and ultra-deep depths, recently revealed in the world due to the development of drilling technologies, forces a revision of theoretical ideas on many issues, including conditions of oil and gas formation and hydrocarbon conservation in zones of high pressures and temperatures, as well as evaluating the possibility of conservation and formation of reservoirs. Among the most discussed, in this regard, are the issues determining the processes and rate of oil and gas formation at deep and ultra-deep depths, which differ significantly from those at small and medium depths: Thermobaric conditions responsible for the possibility of formation, phase distribution and conservation of hydrocarbons, geochemical indicators – type of kerogen, and its transformation, responsible for the phase distribution and staging of generation peaks – lithological composition of kerogen-bearing strata – the rate and scale of dip and uplift and the timing of exposure to high temperatures – the formation of overlapping saline strata and the presence of deep conductive faults that significantly affect temperature and pressure gradients. Analysis of the influence of the above factors on the prospects of deep-lying complexes taking into account new studies and achievements, mainly in the sedimentary basins of China (Tarim, Jungar, Ordos, Sichuan), the Gulf of Mexico and offshore Brazil (Santos) allowed typifying the sedimentary basins and major depressions of Russia, with the allocation of areas with high and ultra-low depth potential for hydrocarbon studies. Thermobaric and historical and geological criteria have been developed and a methodology for detailed study of promising areas has been proposed, including a complex of geochemical studies of hydrocarbons, extracts of bitumoids (pyrolytic, chromatographic) and lithological and petrophysical core studies aimed at assessing the prospects of oil and gas content of deep complexes in Russian sedimentary basins and the subsequent localization of the most promising areas for deep drilling.

**Keywords:** ultra-deep depths, oil and gas, deep accumulations, deep origin, high temperature, high pressure.

\* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2023 Prischepa, Kireev, Nefedov, Martynov, Lutsky, Krykova, Sinita and Xu. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2025.

## 1 Введение

Ряд глобальных событий в области поисков и разведки нефтегазовых скоплений привлекает все большее внимание к теоретическим вопросам нефтегазообразования, учитывая возможность использования полученных научных результатов на практике, подкрепляя их реальными открытиями взамен ликвидируемой в результате добычи сырьевой базы традиционных объектов.

К числу наиболее значимых событий, оказавших существенное влияние на состояние сырьевой базы углеводородов в мире, необходимо отнести такие, как:

- Научное обоснование нефтегазового потенциала и разработка технологий освоения сырьевой базы низкопроницаемых и «сланцевых» нефтегазонасыщенных коллекторов (что позволило кардинально изменить энергетический баланс и, например, позволить США стать экспортером газа за счет доли в его добыче более 70 % таких объектов (Алексеев и др., 2017);

- Развитие технологий глубокого бурения и получение многочисленных фактов обнаружения скоплений нефти и газа на больших глубинах, а также новых данных, существенно уточняющих представления о термобарических условиях формирования и возможности сохранения углеводородов (Двойников и др., 2022).

Выявление залежей нефти и газа на больших и сверхбольших глубинах (5-8 км и более) позволило установить, что граничные значения термобарических условий формирования и сохранения залежей углеводородов существенно отличаются от предполагавшихся (априори) ранее и обоснованных экспериментально (в соответствии с постулатами осадочно-миграционной (органической) теории происхождения нефти и газа). Некоторые допущения, ранее использовавшиеся в качестве ключевых непосредственно в практике геологоразведки, перестали быть актуальными. Прежде всего, это касается температуры и, соответственно, глубинного интервала процессов генерации углеводородов различного фазового состава и их интенсивного преобразования, вплоть до полного разрушения, а также влияния аномально высокого и аномально низкого давления на сохранность сформировавшихся скоплений нефти и газа. Вторым важным аспектом, определяющим возможность наличия скоплений углеводородов на больших глубинах, является возможность сохранения первичного пустотного пространства пород-коллекторов или образования трещинных и вторичных коллекторов, а также влияние эпигенетических преобразований на их формирование (Губин, 2004; Белозеров, Губайдуллин, 2020; Хафизов и др., 2020; Косенкова и др., 2022). В то же время альтернативным и эффективным подходом, способным заменить традиционно используемые и доказавшим свою высокую прогностическую эффективность, является бассейновое моделирование, в основе которого лежат алгоритмы балансовых уравнений и модели превращения органического вещества в углеводороды, разработанные в СССР усилиями Соколова В.А., Н.Б. Васюковича, С.Г. Неручева, Е.А. Рогозиной и других (Добержанский и Андреев, 1954; Неручев и др., 1976; Соколов В.А., 1980), европейскими и американскими исследователями (Тиссот и Велте, 1981; Питерс и др., 1994) не предложено. Несмотря на огромное количество экспериментов по изучению влияния температур и давлений на неорганические соединения, по изучению влияния притока метана на трансформацию органического вещества с целью обоснования получения сложных углеводородных соединений, по обоснованию возможных форм (радикалов) нахождения углеводородных соединений на больших и сверхбольших глубинах (Кудрявцев, 1951; Кудрявцев, 1971; Порфирьев, 1987; Ермолкин и др., 2008) существенного практического вклада в поиск нефтяных скоплений и не имели, так как не были адаптированы ни в одну технологию поиска и разведки, доказавшую свою эффективность. Конечно, невозможность получения прямых наблюдений на сверхглубоких глубинах и проведения экспериментов, полностью имитирующих природные термобарические условия, а главное – влияние времени, продолжает «будоражить» умы некоторых исследователей в направлении «глубинного происхождения» нефти и газа еще и сегодня. Важнейшими фактами, полученными в последние годы, которые необходимо учитывать, наряду с приуроченностью залежей углеводородов на больших и сверхбольших глубинах к определенным геологическим условиям, стали систематическое выявление в «особых» условиях больших глубин очень богатых органическим веществом нефтегазонасыщенных пластов, по тем или иным причинам не реализовавших свой потенциал, или выявление аномальных зон высоких давлений, обеспечивающих сохранение жидких углеводородов (не полное крекинг) в осадочных бассейнах с высокими скоростями погружения и «лавинообразным» осадконакоплением.

Концепция «глубинного происхождения», учитывающая возможность синтеза углеводородов из неорганических веществ (карбонатов,  $\text{CO}_2$  и других углеродсодержащих веществ) на больших глубинах при высоких температурах и давлении, допускает образование скоплений нефти и газа на значительно больших глубинах, чем предполагается органической теорией, и, что не менее важно, в которых отсутствуют нефтегазопроизводящие пласты, в первую очередь обогащенные органическим веществом.

Проблема теоретических исследований в направлении изучения «глубинной нефти», которая разрабатывалась, в частности, Н.А. Кудрявцевым Кудрявцев, (1951); Кудрявцев, (1971) и В.Б. Порфирьевым Порфирьев, (1961); Порфирьев, (1987), была невозможность использования предложенных ими моделей нефтегазообразования для решения практических задач, что привело к затуханию интереса к этим разработкам и, наоборот, высокая эффективность и возможность доказательности (экспериментальности) процессов нефтегазообразования с использованием балансовых уравнений, разработанных Н.Б. Вассоевичем, С.Г. Неручевым, Е.А. Рогозиной и др. Неручевым и др., (1976), количественный прогноз, прогноз фазового состава и «объяснимость» образования большинства выявленных залежей позволили «органике» доминировать при изучении стандартных глубин.

В работе (Добржанский и Андреев 1954) отмечается, что, несмотря на огромные отложения накопленного и захороненного органического вещества (по данным Аммосова, а затем Неручева С.Г. (Неручев и др., 1986, превышающие в сотни миллиардов раз объем всех уже открытых на Земле скоплений нефти и газа), неоднозначность механизмов накопления не позволяет делать выводы «сколько нефти будет добыто». На неоднозначность коэффициентов накопления в своих расчетах обращал внимание сам С.Г. Неручев. По данным В.Б. Порфирьева, отмечается наличие областей несоответствия отложений и типов углеводородов потенциалу нефтегазоносных пластов, устанавливается наличие залежей на глубинах, превышающих глубины залегания пластов-источников нефти и газа, что определяет необходимость поиска причин возникновения нефтегазового потенциала в таких областях и интервалах глубин (Агилера и др, 2014; Гулиев и др, 2017; Лю и др, 2017).

Установлено, что процессы нефтегазообразования на больших глубинах существенно отличаются от процессов, моделируемых в поверхностных условиях (ДеСеллс и Джайлс, 1996; Эберт и др., 2001; Егоров, 2015; Егоров и др., 2021). Сверхглубокие углеводородные системы характеризуются особенностями миграции флюидов (Самвелов, 1995; Цао и Бай, 2014; Керимов и др, 2018), что влияет на развитие зон аккумуляции и сохранность скоплений углеводородов за счет преобладания таких механизмов, как миграция по плоскостям проводящей дизъюнктивы, зонам повышенной трещиноватости декомпрессии, контактам диапировых вкраплений, извержениям грязевых вулканов (ДеСеллес и Джайлс, 1996; Керимов и Осипов, 2016; Гангули и др., 2018; Ли и др, 2020).

В настоящее время противоречие между «теорией» и «экспериментом» (т.е. между наукой и практикой) обострилось в связи с открытием ряда нефтяных месторождений ниже (глубже) так называемого «нефтяного окна», где нефть может генерироваться из органических остатков (нефтяное окно  $50^\circ\text{C}$ - $150^\circ\text{C}$ , т.е. глубины, как правило, от 2,3 до 4,6 км; непосредственно ниже – «газовое окно»,  $150^\circ\text{C}$ - $200^\circ\text{C}$ ).

Большое количество пробуренных глубоких и сверхглубоких скважин в нефтегазовых бассейнах мира свидетельствует о широком диапазоне температур и давлений, а также о сложной многоступенчатой истории тепловой эволюции глубокопогруженных горизонтов. Температуры, тепловая эволюция и давление являются определяющими факторами формирования углеводородов, различий в их фазовом составе, возможности их сохранения, и эти параметры особенно значимы на больших и сверхбольших глубинах, которые сегодня рассматриваются как одна из важнейших областей теоретического и практического изучения многих нефтегазовых бассейнов Китая, шельфа Бразилии, Мексиканского залива и других осадочных бассейнов с большой толщиной чехла.

На основе большого количества новых данных о влиянии температур, давлений и истории погружений на большие глубины существенно уточнены представления о факторах, определяющих образование, фазовый состав и сохранность углеводородов. Так, фазовый состав углеводородов в глубоких слоях осадочных бассейнов разного типа существенно различается и определяется

температурой, скоростью нагрева, давлением и типами исходных нефтегазоматеринских пород, содержащих органическое вещество, отложившееся вместе с породой. При этом температура является важнейшим фактором, контролирующим образование углеводородов и их фазовое состояние. Наряду с температурой существенное влияние оказывают факторы, которые на малых глубинах практически не учитываются, – это время (экспозиция) и скорость повышения температуры (Неручев и др., 1986).

Таким образом, по характеру изменения температурного режима глубоких и сверхглубоких горизонтов можно выделить осадочные бассейны (Рен и др., 2020):

1 – с поздним (молодым по возрасту) быстрым прогибом, низким геотермическим градиентом и, соответственно, низкими температурами;

2 – с поздним быстрым прогибом, высоким геотермическим градиентом и, соответственно, высокими (но кратковременными по времени воздействия) температурами;

3 – с умеренным (постепенным) прогибом, средним геотермическим градиентом, поздним подъемом и, соответственно, охлаждением;

4 – при раннем (древнем) интенсивном прогибе, быстром нагреве и последующем подъеме и охлаждении.

Установлено, что в условиях быстрого подъема температуры (тип 1, 2 и 4), но короткого времени прогрева в глубоких и сверхглубоких горизонтах сохраняются условия для существования нефтегазоконденсатных залежей (Рен и др., 2020).

Наиболее важным для глубоких горизонтов является тесная корреляция между температурой и пластовым давлением, которая определяет условия нефтегазообразования и сохранения нефти и конденсата.

По характеру корреляции между температурой и давлением на больших глубинах все осадочные бассейны можно разделить на три группы:

I – высокотемпературные и высоконапорные;

II – низкие средние температуры и высокие давления;

III – средняя температура и низкое давление (Рен и др., 2020).

Также было выявлено, что избыточное давление препятствует как образованию углеводородов, так и крекингу ранее образовавшихся (переформированию жидких углеводородов в газообразные и простые соединения), которые попали в зоны высоких давлений и температур во второй раз. При всех этих типах и сочетаниях термодинамических режимов перспективы нефтегазового потенциала глубоких и сверхглубоких горизонтов существенно различаются.

Температурный режим глубоких горизонтов определяется эндогенным режимом (влиянием процессов, происходящих на больших глубинах) и целой группой процессов и явлений, происходящих на значительно меньших глубинах, непосредственно в осадочной части разреза, часто связанных с эпигенетическими преобразованиями.

Эндогенные режимы являются предметом широкого изучения осадочных бассейнов на ранних этапах региональных исследований. Но при более детальном изучении значение процессов, происходящих на больших глубинах, становится менее важным, декларативным и редко используется для практических выводов и определения направлений дальнейших поисковых исследований.

Поскольку влияние процессов, происходящих на сверхглубоких глубинах, более ощутимо для основания осадочных бассейнов и интервалов разреза, расположенных на больших глубинах, влияние эндогенных явлений и процессов также является одним из предметов исследований. В то же время возможности изучения глубинного строения крайне ограничены как глубинами скважин, так и получением лишь косвенной информации при использовании геофизических методов наблюдения и проведении лабораторных экспериментальных исследований с моделированием природных процессов. Такие ограничения, с одной стороны, породили огромное количество предположений, в том числе о влиянии глубинных процессов на нефтегазообразование, а с другой стороны, из-за невозможности установления надежных связей между реальным нефтегазовым потенциалом и чисто предположительными «глубинными факторами», не позволили использовать их на практике.

Подходы к оценке нефтегазового потенциала, основанные на представлениях о глубинном тектоническом строении и процессах, протекающих на значительных глубинах, согласно исследованиям (Соколов, 1980; Малышев, 2000; Малышев, 2004; Егоров и др., 2021) сводятся к использованию «эволюционно-генетического метода, когда современные осадочные бассейны рассматриваются как система сопряженных палеобассейнов, состоящая из их реликтов, относящихся к определенному тектоническому типу, сформировавшихся в определенных геодинамических режимах и прошедших длительную геологическую эволюцию» (Егоров и др., 2021). На каждом этапе развития палеобассейнов возникали благоприятные геологические, геохимические и термобарические условия, влияющие на процессы нефтегазообразования, миграции и аккумуляции и дальнейшего перераспределения углеводородов между различными комплексами. Решающее значение в современном распределении скоплений углеводородов имеет самый поздний этап формирования структуры бассейна.

Согласно исследованиям Б.А. Соколова (Соколов, 1980): «каждый из бассейнов первичного эволюционно-генетического ряда характеризуется определенным нефтегазогеологическим режимом, который включает условия развития бассейна, обусловленные подвижностью и направлением тектонических движений, их контрастностью, типом земной коры и скоростью накопления осадков, а также тепловым потоком».

Как отмечает большинство исследователей, геологические режимы нефти и газа не одинаковы в осадочных бассейнах, расположенных в пределах континентов, океанов и переходных зон. В пределах континентов осадочные бассейны платформ и горно-складчатых областей имеют принципиально разные режимы (Малышев, 2000; Егоров и др., 2021).

Существенно различаются и масштабы нефтегазообразования – от высоких и очень высоких в пределах окраин молодых плит и складчато-платформенных бассейнов в краевых частях кратонов до низких в посторогенных депрессиях на докембрийских срединных массивах и очень низких (менее 1 %) в орогенных межгорных депрессиях на эпиварисском складчатом основании (Малышев Н.А. (2004).

По современным представлениям, в некоторых осадочных бассейнах, благодаря наличию в разрезе широких соляных прослоев, обеспечивается относительно низкое геостатическое давление (из-за их относительно низкой плотности) и наблюдается эффект «охлаждения» теплового поля (из-за их относительно высокой теплопроводности), что, несмотря на большие глубины, приводит к задержке преобразования органического вещества в первично обогащенные (продуцирующие) породы.

Важное влияние на температурный режим оказывают крупные тектонические разрывные нарушения, которые служат активными проводниками глубинного тепла и которые, подобно соляным прослойкам, оказывают «охлаждающий» эффект. Это явление мало изучено, но оно важно наряду с пониманием вклада роли разломов в формирование вторичной трещиноватости на больших глубинах, обеспечивающей возможность образования коллекторов, помимо сохранившейся первичной пористости (Прищепа и др., 2022).

Отдельно следует отметить влияние высоких скоростей седиментации (так называемое «лавиное» осаждение) с вариациями накопления крупных мощностей только в кайнозойе, наблюдаемое, например, во внутренних бассейнах Китая (Таримский, Джунгарский, Сычуаньский, Ордосский) с массивными выявленными отложениями на больших глубинах и установленными исходными породами нефти и газа на больших глубинах, чем при низких скоростях седиментации, что, вероятно, приводит к растяжению зон преобразования органического вещества (катагенеза), а также к эффекту присутствия зон аномально высоких пластовых давлений, которые, в свою очередь, оказывают существенное влияние на катагенетическое преобразование органического вещества и стабильность жидкой углеводородной фазы путем ингибирования и значительного замедления процессов термической деструкции органических компонентов (Хафизов и др., 2020).

Отмечается, что (Керимов, Осипов, 2016; Керимов и др., 2018; Хафизов и др., 2020; Рен и др., 2020; Александрова и др., 2023) ключевыми факторами преобразования ОВ в нефть и интервалами расположения «нефтяного окна» являются скорости осадконакопления и прогибания (опускания) бассейна. Скорость прогибания бассейна или скорость поднятия его бортовых

структур определяет характер осадконакопления в бассейне, обусловленный, в свою очередь, размерами отрицательных форм рельефа, скоростью поступления добавочного материала, его составом и массой. В зависимости от индивидуального вклада этих факторов на каждом этапе эволюции бассейн может характеризоваться некомпенсированной, компенсированной и гиперкомпенсированной седиментацией (Керимов и др., 2018).

Скорость седиментации обычно определяется как отношение толщины осадочного слоя (для скоростей прогибания дна бассейна – толщины осадочного слоя вместе с толщиной водного слоя) и абсолютного времени их образования соответственно в метрах на миллион лет; размерность полученной величины – м/млн лет. Стандартные скорости составляют 5-10 м/1 млн лет. Высокие и сверхвысокие скорости седиментации, превышающие соответственно 100-1000 м/1 млн лет, характеризуют «лавинообразное» осадконакопление (Керимов и др., 2018).

Установлена определенная корреляция между скоростью прогибания бассейна седиментации, темпами, градиентами скоростей накопления осадков, с одной стороны, и фациально-геохимической ситуацией в бассейне и отложениями генерации углеводородов по породам-источникам нефти и газа, с другой. В катагенетической эволюции (преобразовании) органического вещества, которая начинается с его накопления и захоронения, как и во всех седиментационных процессах, ведущую роль играет скорость седиментации. Качественные наблюдения и количественный анализ показывают, что концентрация ОВ в осадках возрастает с увеличением скорости фоссилизации, но, достигнув некоторого оптимума, затем снижается (Фомин, 2011; Керимов и др., 2018; Конторович и др., 2021).

В Российской Федерации, несмотря на достаточно высокую геолого-геофизическую изученность нефтегазоносных районов с длительной историей разведки и освоения (Северо-Предкавказская, Волго-Уральская, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская нефтегазоносные провинции), можно констатировать, что количество открытий на больших и сверхбольших глубинах (более 5 км) оценивается единицами (Осипов, 2021) (рис. 1).

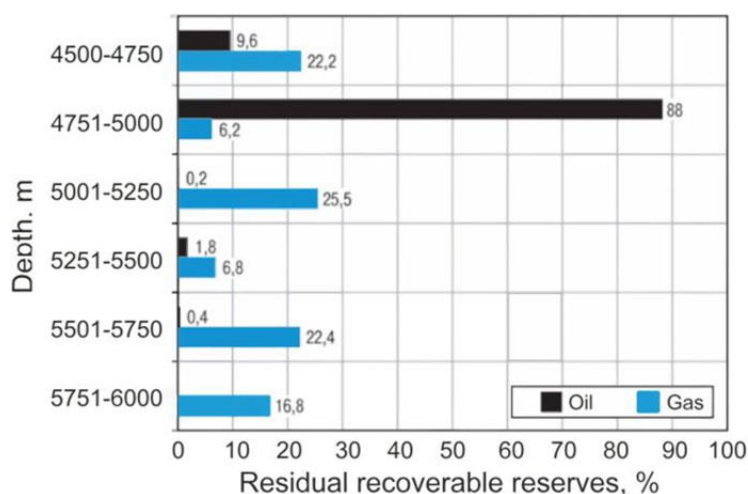


Рис.1. Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти и газа глубокозалегающих отложений по интервалам глубин (Осипов, 2021)

В то же время в осадочных бассейнах довольно значительный объем пород находится на больших и сверхбольших глубинах.

Если рассматривать регионы с развитой инфраструктурой и длительной историей изучения, то безусловным лидером по объему осадочного чехла, залегающего глубже 5 км, является Прикаспийская нефтегазоносная провинция (далее – ПНГП), восточная часть которой расположена на территории Республики Казахстан. В пределах Западно-Сибирского бассейна наиболее глубокая часть осадочного чехла развита в центральной части и на севере (акватории), погружаясь в сторону Северо-Карской впадины, но в целом доля глубокозалегающих горизонтов составляет всего 10 %-15 % (рис. 2).

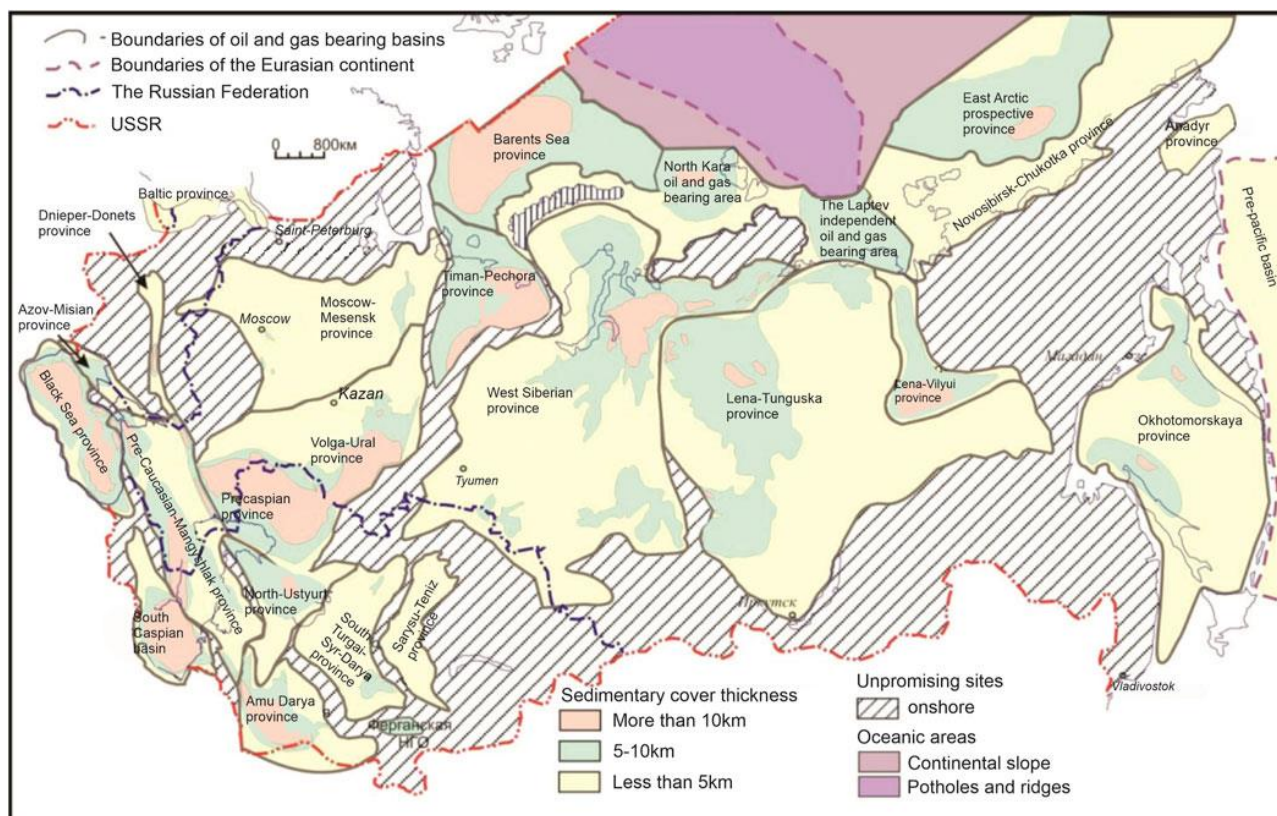


Рис.2. Карта нефтегазогеологического районирования России и сопредельных стран с выделенными участками с отложениями на больших глубинах (Леонов и др., 2015)

Большинство осадочных асимметричных бассейнов имеют значительные объемы глубокозалегающих пород, накопленных преимущественно в краевых частях платформ (предгорных прогибах – Предуральском, Предкавказском, Предверхолянском краевых прогибах) вдоль горных сооружений и характеризующихся тем, что они перекрыты мощными и часто заполненными с высокой скоростью накопления («лавиными») отложениями, связанными со временем формирования в прилегающих районах соответствующих орогенных структур (Самвелов, 1995; Конторович и др, 1998; Леонов и др., 2015; Литвиненко и др., 2017; Абукова и Волож, 2021; Егоров и др., 2021) (табл. 1, 2).

Таблица 1

#### Характеристика глубокозалегающих горизонтов нефтегазовых бассейнов Российской Федерации

Нефтегазоносный бассейн	Возраст глубокого интервала осадочного чехла	Макс. мощность глубоких горизонтов	Тектоническая принадлежность глубоких горизонтов	Региональные покровы, обеспечивающие флюидосистемы с АВПД
Западно-Сибирский	Mz-Pz	Более 10 км	Плитный и доплитный	Глины
Прикаспийский	Pz	Более 10 км	Плитный	Соли
Волго-Уральский	R-Pz	До 5 км	Плитный и доплитный	Глины
Тимано-Печорский	Pz	5-10 км	Плитный и доплитный	Глины, соли
Лено-Тунгусский	R-Pz	До 5 км	Плитный и доплитный	Глины

**Нефтегазоносная провинция Российской Федерации с развитием осадочных комплексов на больших глубинах**

Нефтегазоносные мегапровинции (НГМП), провинции (НГП) и субпровинции (НГСП), перспективные нефтегазоносные провинции (ПНГП)	Возраст осадочного чехла	Мощность осадочного чехла, км	Возраст нефтегазоносных комплексов
<b>Нефтегазоносные мегапровинции древних платформ</b>			
<b>Восточно-Европейская (Русская) мегапровинция</b>			
Волго-Уральская НГП	PZ	1,0-6,0	D, C, P
Тимано-Печорская НГП	PZ	1,0-7,0	O, S, D, C, P, T
Прикаспийская НГП	PZ, MZ, KZ	6,0-16,0	D, C, P, T, J, K
Балтийская НГП	PZ, MZ	1,0-3,5	Є, O, S
<b>Восточно-Сибирская мегапровинция</b>			
Лено-Тунгусская	PR, PZ, MZ	2,0-7,0	R, V, Є
Лено-Вилкойская	PZ, MZ	2,0-14,0	P, T, J
Енисейско-Анабарская	PZ, MZ	2,0-11,0	P, T, J, K
<b>Нефтегазоносные мегапровинции молодых платформ</b>			
Западно-Сибирская НГП	MZ, KZ	1,5-5,5	J, K
Предкавказско-Крымская (Скифская) НГМП	MZ, KZ	2,0-6,0	P, T, J, K, P, N
<b>Нефтегазоносные провинции складчатых территорий</b>			
Предкавказская НГСП	MZ, KZ	4,0-12,0	T, J, K, P, N
Предуральская НГСП	PZ	4,0-14,0	O, S, D, C, P
Предверхоаянская НГСП	PZ, MZ	2,0-14,0	J
<b>Нефтегазоносные провинции складчатых территорий</b>			
Закавказская НГП	MZ, KZ	3,0-10,0	K, P, N
Дальневосточная НГП	KZ	2,0-6,0	N
<b>Нефтегазоносные провинции арктических и дальневосточных морей России</b>			
Баренцевоморская НГП	PZ, MZ	3,0-18,0	T, J
Северо-Карская ПНГП	PZ, MZ	2,0-12,0	D, C, K
Лаптевская ПНГП	PR, PZ, MZ, KZ	1,0-8,0	R, V, S, D, C, P, T, J, P
Восточно-Арктическая ПНГП	PR, PZ, MZ, KZ	0-8,0	R, V, S, D, C, P, T, J, K, P
Южно-Чукотская ПНГП	MZ		C, P, K
Охотоморская НГП	KZ		
Притихоокеанская НГП	KZ	3,0-8,0	P <sub>2</sub> , P <sub>3</sub> , N <sub>1</sub>

Области развития глубокопогруженных отложений второго типа в основном связаны с древними авлакогенами и, соответственно, фазами их активного прогибания вплоть до начала инверсии (Предтимаанский, Печоро-Колвинский, Вятский, Камско-Бельский, Среднерусский, Пачелмский, Московский, Припятско-Днепровско-Донецкий авлакогены). Такие районы в целом часто характеризуются повышенным тепловым потоком, так как расположены над глубокоководными активными структурами и широким развитием тектонических разрывов. Влияние разломов как каналов «охлаждения» на глубокие горизонты установлено, например, при сравнении температур больших глубин на соседних участках ТЭС, в частности скважин, пробуренных в пределах Вуктыльского вала в зоне разлома (Западно-Вуктыльская № 1 на глубине 5 604 м, температура-98,5°C, Северо-Вуктыльская № 214-5 025 м-90°C, Вуктыльская № 58 -6244 м-127°C, соответственно, геотермический градиент составил 17°C-18°C/км), а в Печоро-Колвинском авлакогене в Колвинской сверхглубокой скважине на глубине 6840 м температура 165°C, на глубине 6900 м-200°C, соответственно, геотермический градиент составил 2,5°C-2,9°C/100м, т.е. значительно выше, чем в зоне разлома. Наиболее глубокие залежи, представленные конденсатом и газом, обнаружены на глубине 4 800-5 000 м. В то же время в палеозойской части Печоро-Колвинского авлакогена на глубинах от 4 500 до 4 800 м выявлено 15 залежей углеводородов с дифференциацией от нефти и газового конденсата до нефти.

Такие осадочные бассейны, как Прикаспийский, Тимано-Печорский и Восточно-Баренцево-морский, относятся к областям с глубокозалегающими осадками, отлагавшимися в условиях лавинного осадконакопления.

Прикаспийская НГП также относится к осадочным бассейнам Российской Федерации с широким развитием солей в разрезе, за которым следуют Лено-Тунгусский и Енисей-Хатангский. В Тимано-Печорской НГП имеются участки глубокопогруженных отложений с развитием солей.

В ряде районов древней Восточно-Европейской платформы, в областях развития глубокопогруженных горизонтов – Предуральский краевой прогиб, Днепровско-Донецкая впадина – газовые отложения формировались в условиях скоростей погружения от 25 до 60 м/млн. лет, иногда более, а градиенты скоростей прогибания превышали 50 м/млн. лет. При этом основную роль в газонакоплении играла дегазация пластовых вод при инверсионных тектонических движениях и разрушение нефти из ранее сформированных нефтегазовых залежей. Таким образом, в Тимано-Печорском осадочном бассейне области больших глубин связаны, прежде всего, с краевой частью плиты – Предуральским краевым прогибом и древним (рифейским) Печоро-Колвинским авлакогеном (отделяющимся от Палео-Уральского орогена и более молодого (раннегерцинского) Варандей-Адзвинского, где глубины нижнепалеозойской части разреза превышают 8 000 м (а в прогибе и более (до 10 000 м) (рис. 3).

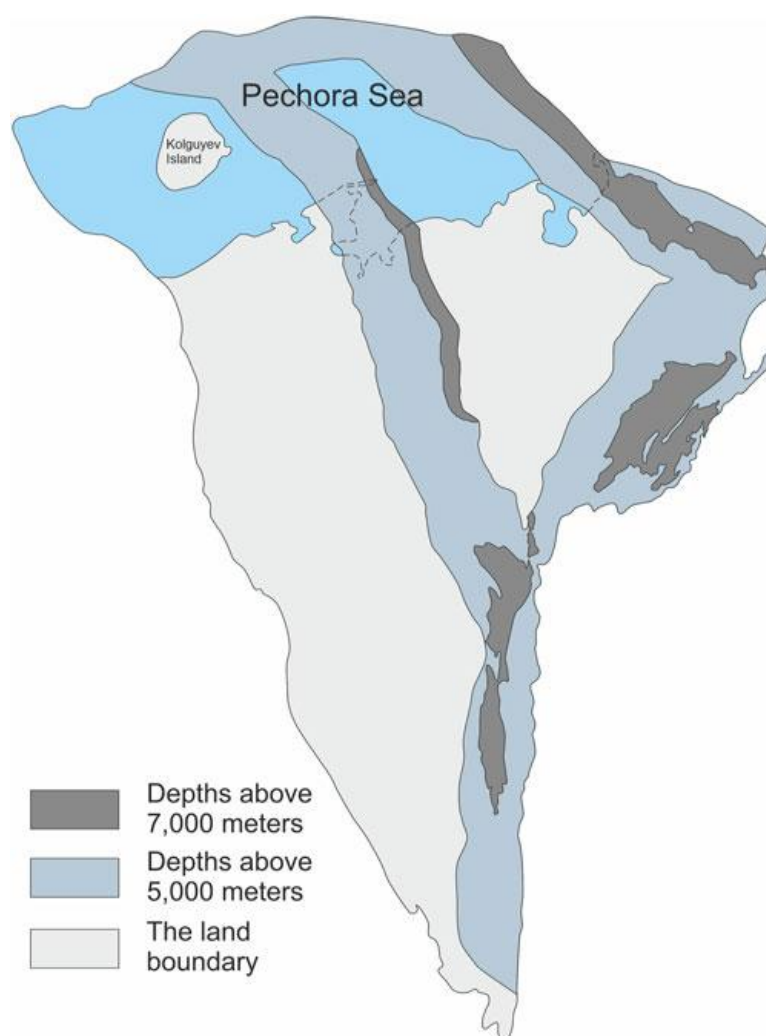


Рис.3. Структурная карта верхней части фундамента ТЭС с зонами развития отложений (а) на глубине более 5000 м, (Б) более 7000 м

Анализ скоростей осадконакопления в пределах впадин Тимано-Печорского осадочного бассейна (древней платформы) показывает их изменение от 15-30 м/млн. лет в газоносных Верхнепечорской и Денисовской впадинах до 60-70 м/млн. лет в нефтеносной Хорейверской.

Изучение и освоение арктического шельфа, по крайней мере в удаленных от побережья районах, откладывается на длительный срок, вероятно, до середины текущего столетия, поэтому вряд ли можно ожидать большого интереса к их изучению в ближайшие 30 лет, несмотря на огромный потенциал глубоких горизонтов и их широкое освоение в таких провинциях, как Баренцево, Северо-Карская, море Лаптевых и Восточно-Сибирская (Двойников, Леушева Е.Л. 2022). В то же время глубоководные горизонты водных расширений Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Прикаспийской провинций, безусловно, станут предметом пристального изучения, особенно при обосновании перспектив нефтеносности или возможности выявления залежей газа, обогащенного конденсатом.

Сегодня глубокие горизонты некоторых осадочных бассейнов (Аджукевич и др., 2010; Гу и др., 2019; Хуан и др., 2016; Ли и Геологическая служба (США), 1985; Ли и др., 2021; Лю и др., 2012; Лю и др., 2015; Ли и др., 2020; Адриано и др., 2022; Смит, 2018; Ван и др., 2014; Вэй и др., 2019; Ян и др., 2021; Чжан и др., 2015; Чжу и др., 2021) рассматриваются как основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в их пределах.

С точки зрения тектонической позиции следует отметить, что на территории Российской Федерации существует несколько внутренних бассейнов, очень похожих на Таримскую и Джунгарскую впадины Китая, где широко развиты глубоководные отложения с выявленными скоплениями нефти и газа (рис. 4). Известны работы, сравнивающие геологическое строение впадин Китая с Зайсанской, Зее-Буреинской и другими впадинами востока Российской Федерации. Проблема в том, что в этих впадинах, даже судя по относительно устаревшим сейсмическим исследованиям, не ожидается большой толщины осадочного чехла и, соответственно, широкого развития глубоких горизонтов. В этом направлении можно сравнить и рассмотреть, прежде всего, перспективы таких впадин, как Амурская.

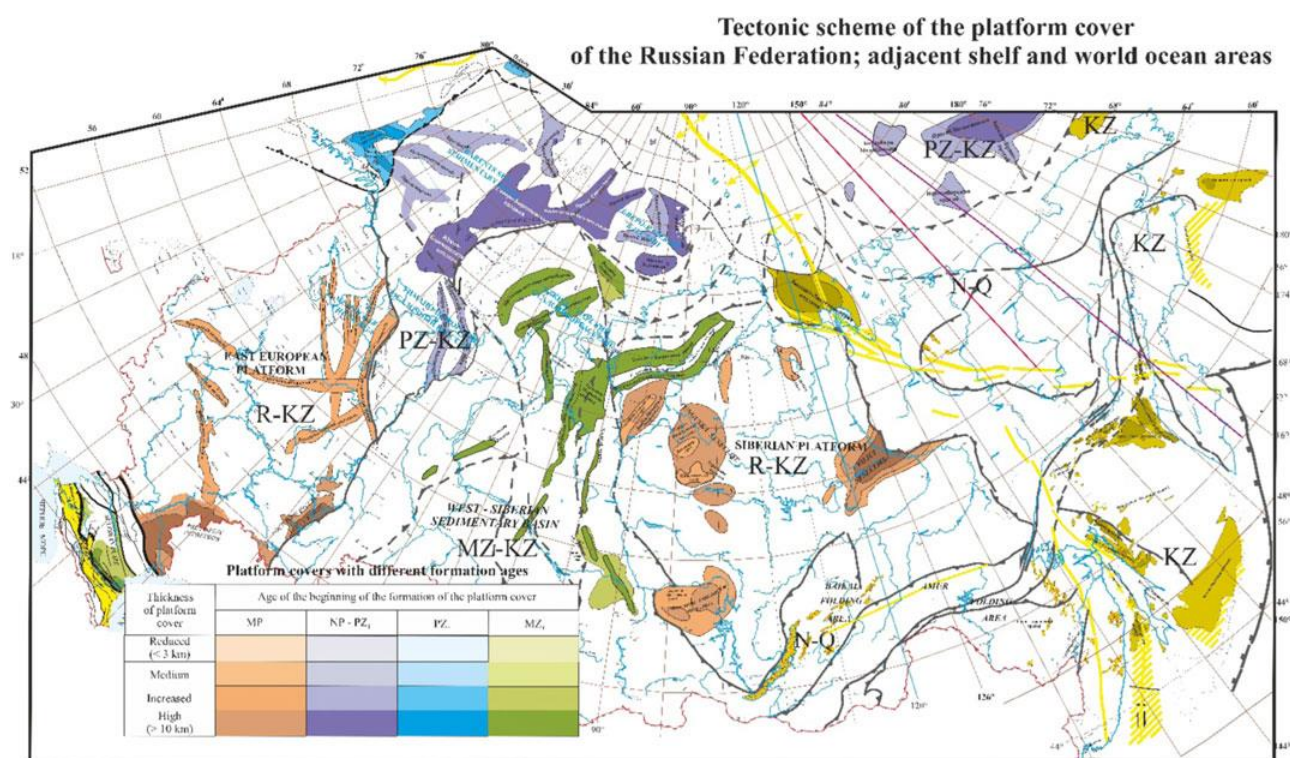


Рис.4. Зоны палеорифтов и предгорных прогибов с глубокими и сверхглубокими глубинами залегания отложений (Егоров и др., 2021)

Для разработки критериев перспективности глубоководных горизонтов необходимо решить ряд теоретических вопросов, к числу приоритетных из которых следует отнести такие, как:

- Условия формирования (механизмы накопления) и сохранения залежей нефти на больших глубинах;
- Условия формирования и сохранения пород-коллекторов;

- Формы миграции и эволюции (эпигенетические процессы) углеводородов на больших глубинах;
- Геохимические условия формирования, накопления и сохранения углеводородов на больших глубинах.

Практика геологоразведочных работ в мире и особенно в Китае доказала существование жидких углеводородов в глубоких и сверхглубоких горизонтах, в том числе при высокой температуре и высоком давлении (Мейхехеф, 1993). В глубоких горизонтах бассейна Мексиканского залива были обнаружены нефтяные пласты, сохранившиеся при температуре выше 200°C (Ван, 1992). В последние годы были достигнуты значительные практические результаты в изучении глубоких и сверхглубоких горизонтов в пределах наложенных бассейнов внутреннего Китая (Сунь и др., 2013; Цзя и Панг, 2015). Промышленные притоки нефти и газа из коллекторов, залегающих на глубинах более 7 000 м, были выявлены в Сычуаньском, Таримском и Джунгарском бассейнах. Наиболее впечатляющие результаты были получены при изучении сверхглубоких горизонтов в районе Шуньбэй бассейна Тарим (Гу и др., 2019), где температура и давление были признаны важнейшими факторами, влияющими на условия образования, накопления и сохранения углеводородов (Хао и др., 2002; Рен и др., 2008; Чжао и др., 2011; Лю и др., 2012; Чжан и др., 2015). Однако для более широкого круга осадочных бассейнов, включая Российскую Федерацию, влияние температур и тепловой эволюции на фазовое состояние углеводородов и условия образования в глубоких и сверхглубоких горизонтах еще предстоит выяснить.

Анализ выявленных механизмов накопления и сохранения углеводородов в глубоких и сверхглубоких горизонтах осадочных бассейнов мира облегчает подходы к разработке методологии определения площадей поисков и разведки глубокозалегающих месторождений.

На региональном уровне для определения перспектив глубоких и сверхглубоких горизонтов наряду с традиционным бассейновым анализом, изучением истории погружения и характера температурных изменений, необходимо проводить анализ и корреляцию палеотемператур с давлением (Косенкова и др., 2022; Петраков и др., 2022; Захаров и др., 2022).

## **2 Зависимость фазового состава углеводородов от истории погружения и влияния температур**

Температура является важнейшим фактором, определяющим эволюцию органического вещества, образование (генерацию) углеводородов и распределение их фазового состояния после накопления (Вассоевич, 1967; Конторович и др., 2021).

С увеличением глубины залегания и температуры зрелость пород и органического вещества закономерно возрастает.

Согласно исследованиям (Вассоевич, 1967; Неручев и др., 1976; Тиссот и Вельте, 1984; Конторович и др., 1991; Петерс и др., 1994; Конторович и др., 1998; Баженова и др., 2008; Дахнова и др., 2011; Джарви, 2012; Конторович и др., 2021) были определены граничные температурные условия, а также давления, при которых образуются жидкие и газообразные углеводороды. При этом фактические глубины их образования определялись температурным градиентом, обусловленным теплопроводностью пород и геотермическим фоном, и, что не менее важно, типом органического вещества (сапропель, гумус и смешанные типы по исследователям «советской» геохимической школы или типы I-II или III по Питерс и др., 1994). Так, в известной работе Н.Б. Вассоевича 1967 года приведены два отложения – минимальные и максимальные глубины (рис. 5) (второе часто не упоминается представителями школы абиогенного происхождения нефти) от 2 до 8 км и газообразования от 4 до 12 км и более. Соответственно, не идеализируя инструменты и методы, которые были в арсенале исследователей более 50 лет назад, необходимо отметить большую интуицию и прозорливость исследователей, которые констатируют, в основном, возможность достижения стадии высокозрелого и сверхзрелого ОВ (сухого газообразования) на больших и сверхбольших глубинах, но не отрицают возможность, при определенных температурных условиях и для определенного типа ОВ, сохранения остаточной нефти и образования конденсата на этих глубинах при полномасштабном газообразовании.

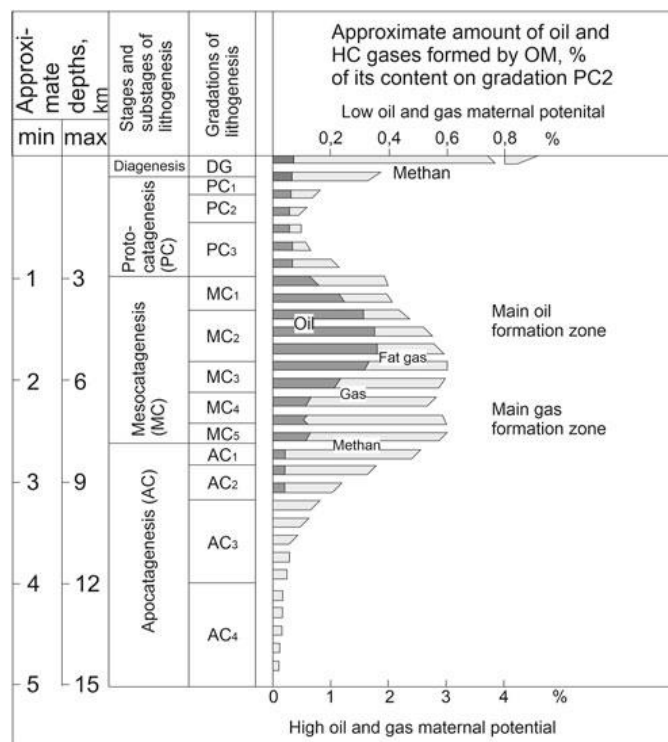


Рис.5. Интервалы глубин, соответствующие основной зоне нефтегазообразования (Вассоевич, 1967)

Согласно осадочно-миграционной теории (ОМТ), «температурное окно» образования жидких углеводородов изменяется в диапазоне 60-90-120°C-150°C, степень преобразования ОВ, определяемая по отражательной способности витринита ( $R_o$ ), изменяется в диапазоне 0,60-1,35 % (Тиссот и Вельте, 1984) и по стадии катагенеза (используется в Российской Федерации) находится в зоне мезокатагенеза стадий МК1-МК3. В то же время большинство выявленных нефтяных скоплений в мире расположено в температурном диапазоне 65,5-149,0°C (Пьюси, 1973). Согласно СМТ, углеводороды не должны существовать в жидком состоянии, даже несмотря на различия в типе органического вещества, в пластах с температурой выше 150°C, т.е. при стандартном градиенте температур на глубинах более 5 км! Ниже этой отметки жидкие углеводороды должны подвергаться крекингу – термическому разложению с образованием углеводородных газов, водорода, а также углекислого газа и сернистых соединений. А при достижении температуры 200°C (в среднем на глубине более 6 км) жидкие углеводороды должны полностью разложиться (Лу и др., 2002). При этом нижняя граница зоны основного газообразования определяется глубинами 6-8 км (или до 9 км по Н.Б. Вассоевичу), т.е. в интервале температур до 200-250°C.

Однако некоторые новые геологические открытия, сделанные в последнее время, заставляют более осторожно подходить к определению максимальных температур и глубин нефтегазообразования. Например, жидкие углеводороды были обнаружены в коллекторах с температурой выше 200°C в Китае в формации Вумишань в бассейне Цзичжун в бассейне Бохайского залива, в США на месторождении Пакетт в бассейне Валорвилль и на месторождении Гомес в бассейне Делавэр, на месторождении Марун в Персидском заливе (Рен и др., 2020). Температура в продуктивном горизонте нефтяного месторождения Марун превышала 230°C (Сунь и др., 2013). Температурный диапазон распространения жидких углеводородов в глубоких и сверхглубоких горизонтах сильно отличается от температур, рассматриваемых классической СМТ, о чем свидетельствует существование жидких углеводородов при очень высокой температуре. Результаты исследований показали, что следы насыщения нефти жидкими углеводородами обнаружены в пластах глубиной 7544-9600 м, катагенез которых оценивается выше АК2-3,  $R_o$  достигает 3,0 %, а пластовая температура составляет 200°C-250°C (Прайс, 1993).

Статистические данные по китайским бассейнам за последние 40 лет свидетельствуют о постоянном увеличении глубин, оцениваемых как нижний предел существования нефтяных залежей, причем иногда даже быстрее теоретических предположений (Косенкова и др., 2022) (рис. 6).

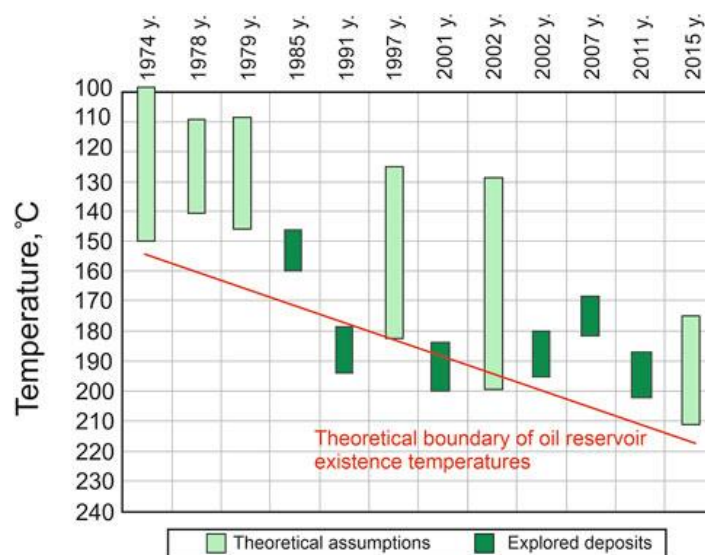


Рис.6. Предпосылки для переоценки температуры разрушения нефти и открытия глубоких залежей (Цзоу и др., 2014; Косенкова и др., 2022)

Таким образом, решение вопроса о перспективности нефтегазового потенциала глубоких горизонтов лежит в области объяснения установленного факта существенного различия температуры завершения нефтегазообразования, неодинаковой в разных бассейнах и регионах, в зависимости от времени (скорости) нагрева, давления, типов ОБ и других факторов.

В ряде работ (Косенкова и др., 2022) отмечаются существенные различия в условиях формирования залежей нефти и газа и факторах их контроля между бассейнами, развитыми на древних и молодых платформах на больших и сверхбольших глубинах. На древних платформах границы распространения жидких углеводородов находятся значительно выше по разрезу и в интервалах с более низкими температурами, чем в бассейнах молодых платформ или мезозойско-кайнозойских складчатых и переходных областей. В последних залежи нефти могут погружаться на глубину до 7 км. Зона накопления исключительно метановых залежей в молодых бассейнах пока не достигнута, предполагается, что она может быть развита на глубине 9-10 км (Гу и др., 2019; Косенкова и др., 2022.). В то же время краевые части древних платформ в области сочленения со складчатыми системами, вследствие высоких скоростей прогибания и погружения в орогенный этап развития, существенно отличаются по палеотемпературным условиям больших глубин, что наблюдается практически на всем протяжении Предуральского краевого прогиба, обрамляющего Восточно-Европейскую платформу сразу в трех самостоятельных осадочных бассейнах (Тимано-Печорском, Волго-Уральском и Прикаспийском).

Температура и глубина завершения нефтеобразования сильно различаются в разных типах бассейнов (рис. 6).

### 2.1 Влияние палеотемпературы на фазовое состояние углеводородов в древних бассейнах

На больших глубинах бассейнов древних платформ выявлено значительное количество залежей жидких углеводородов – нефти и газового конденсата. Такие скопления образуются, прежде всего, в зонах экстремально низких температурных градиентов, определяемых геологическими условиями, к первым из которых относятся наличие солей, поздние и быстрые прогибы, где палеозойские отложения длительное время находились при низких температурах.

К таким областям относятся Прикаспийская чаша, где геотермический градиент составляет всего 16°C/км (Гулиев и др., 2017; Хафизов и др., 2020), а нижняя граница нефтеобразования опускается на глубину 8-9 км, Предуральский прогиб краевой части Печорской плиты (геотермический градиент составляет всего 14°C-17°C/км. В Таримском бассейне Китая температура пласта на глубине 8 000 м составляет всего 160°C-170°C, а нефть, обнаруженная на глубине более 7 км (Лю и др., 2015; Хуан и др., 2016; Ма, 2016) (7 200-7 863 м) в ордовикской формации в районе Шуньбэй, не имеет признаков дегградации (Сунь и др., 2013) (рис. 7). Ордовикские отложения в районе Шуньбэй бассейна Тарим долгое время находились в низкотемпературных условиях, что имело решающее значение для сохранения легкой части жидких углеводородов.

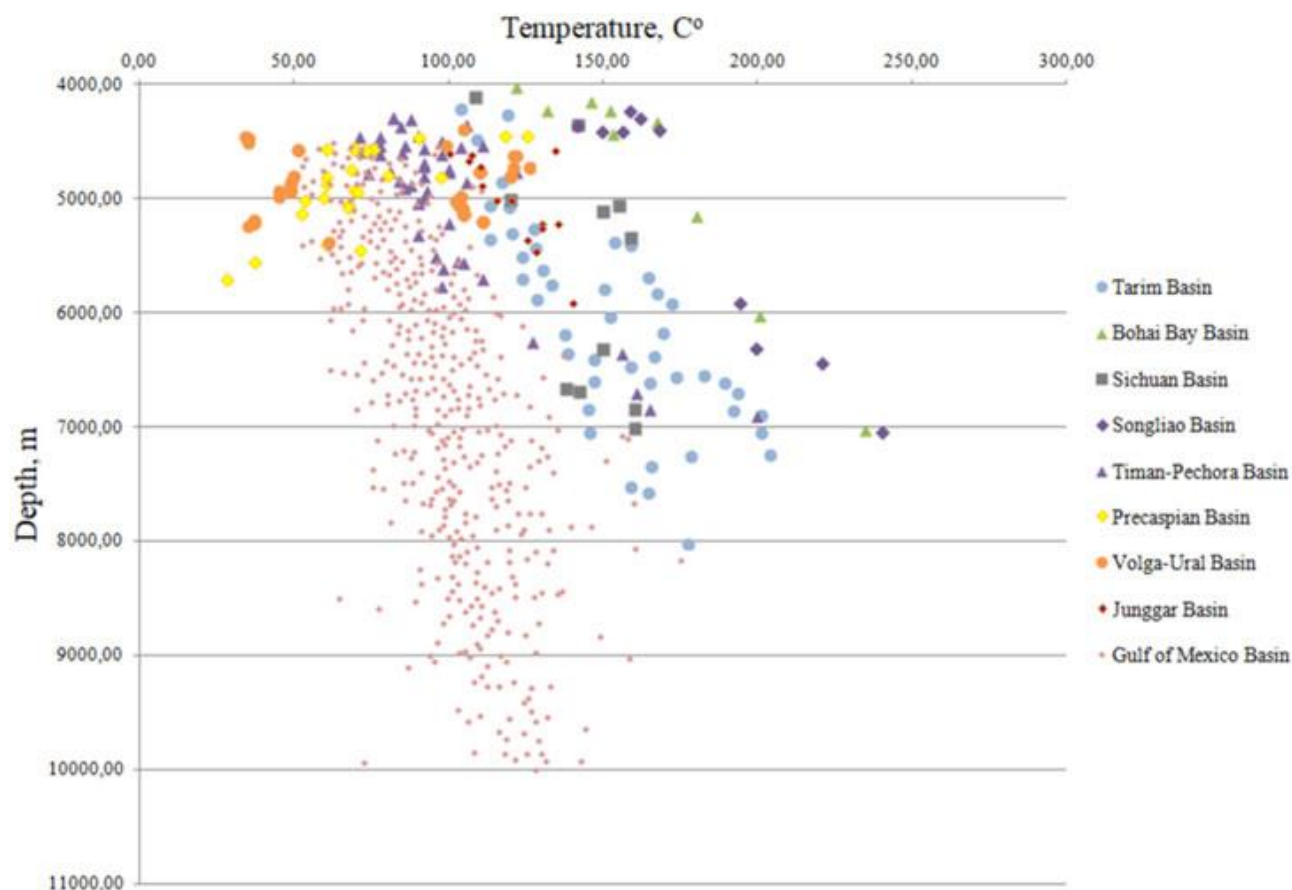


Рис. 7. Зависимость температуры от глубины в нефтегазовых бассейнах мира, вскрытых ллс на больших глубинах (Ван и др., 2014; Ма, 2016, Лю и др., 2017, НРНТ 2020)

В Джунгарском бассейне в ряде скважин центральной части бассейна наблюдается достаточно низкий геотермический градиент ( $2,0^{\circ}\text{C}-2,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ ), соответственно, условия для образования нефти сохранились на глубинах до 6 км, а конденсата – на больших глубинах. Так, в работе (Прищеп и др., 2022) выявлена закономерность уменьшения плотности нефти с глубиной (на глубине  $<3\ 100\text{ м}$  – нефть средней плотности  $0,84-0,9\ \text{г}/\text{см}^3$ , на глубине  $3\ 100-3\ 900\text{ м}$  – легкая нефть  $0,8-0,82\ \text{г}/\text{см}^3$ , ниже  $4\ 400\text{ м}$  – преимущественно конденсат. Важная закономерность отмечается в распределении газа в центральной части Джунгарского бассейна. Так, содержание метана изменяется в пределах 60-95 % с уменьшением его на больших глубинах (ниже  $4\ 500\text{ м}$   $< 80\%$ ). Содержание этана и пропана, напротив, постепенно увеличивается с ростом глубины (Прищеп и др., 2022). Коэффициент сухости природного газа на исследуемой территории составляет 0,7-1,0 и постепенно уменьшается с увеличением глубины.

С другой стороны, наряду с геохимическими условиями, чрезвычайно важным положительным фактором для углеводородов больших глубин является значительное расширение диапазона глубин сохранения коллектора в условиях низкого геотермического градиента.

В одной из наиболее представительных (по количеству скважин), вскрывших глубокие и сверхглубокие горизонты, в осадочном бассейне Мексиканского залива (НРНТ, 2020; Исказиев и др., 2021) из более чем 30 000 скважин, пробуренных в период 2000-2016 гг. 31 скважина достигла глубины 9 000 м, а более 60 скважин – глубины 8 000 м (суммарная глубина моря и пород, при этом большинство скважин пробурены на глубине моря более 3 000 м) (рис. 3). Для скважин глубиной более 6 000 м средний геотермический градиент существенно отличается в скважинах, пробуренных в зоне относительно небольших глубин моря (до 3 000 м), но с небольшой долей солей в разрезе или их отсутствием от  $24-26^{\circ}\text{C}/\text{км}$  до  $12-12,8^{\circ}\text{C}/\text{км}$  для скважин, пробуренных на большей глубине моря (более 3 000 м) и со значительным развитием солей в разрезе. В наиболее глубоких 8 скважинах (9 700-10 000 м) были выявлены очень низкие забойные температуры от  $93$  до  $138^{\circ}\text{C}$ , что свидетельствует о наличии условий для нахождения таких горизонтов в условиях завершения «нефтяного

окна». Одним из важных факторов, определяющих сохранность нефти от крекинга при высоких температурах, является давление. Глубокие горизонты бассейна Мексиканского залива характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями с коэффициентом 1,6-2,0 (рис. 8).

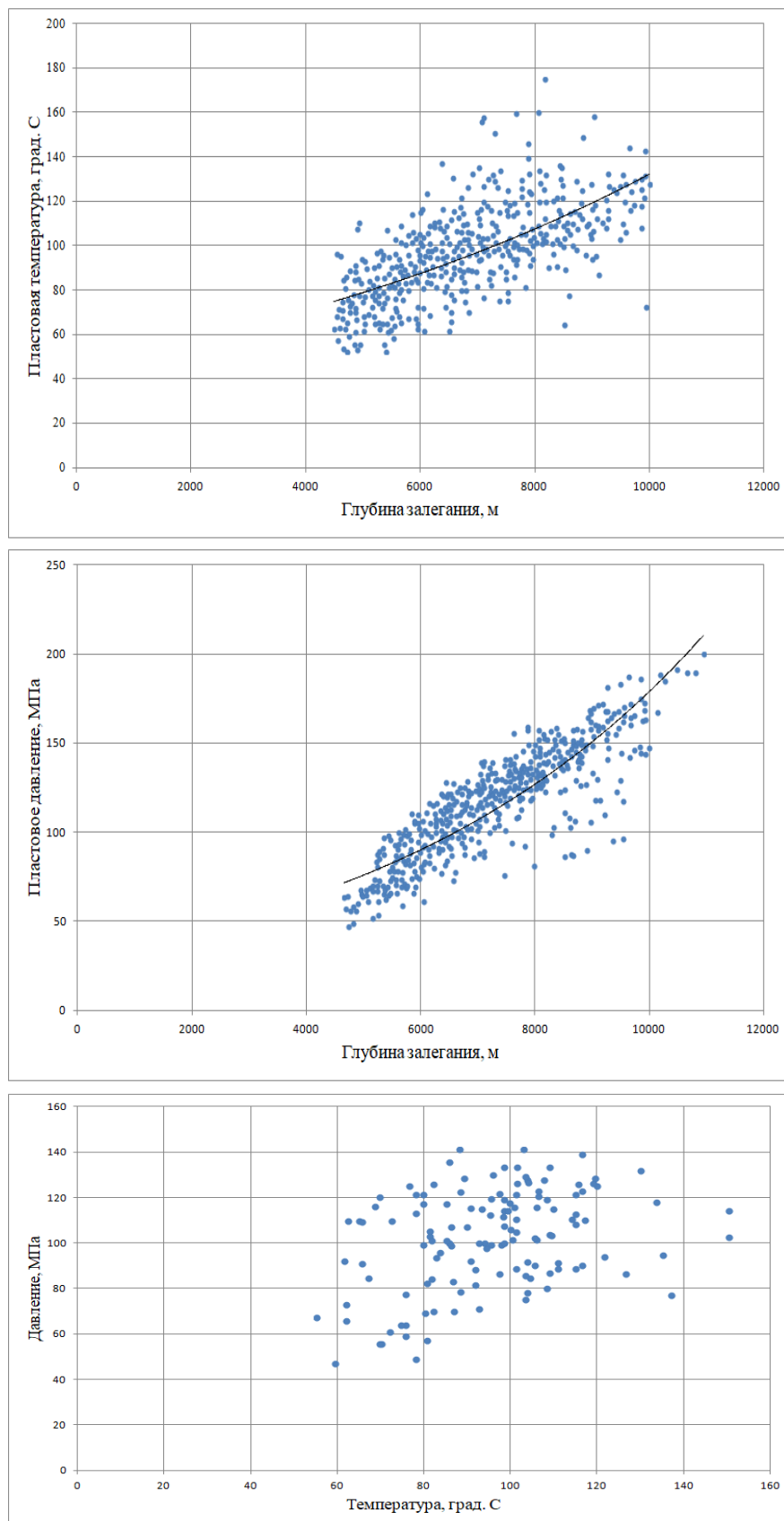


Рис.8. Термодинамические условия на большой глубине в скважинах Мексиканского залива. По материалам (НРНТ, 2020)

Для палеозойских бассейнов, таких как Прикаспийская впадина, низкий геотермический градиент (1,2-2,2 С/100 м) обусловил температуру пласта не более 200°C даже для самых глубоких горизонтов (14-16 км), что можно считать главным фактором возможности существования в бассейне глубоководных залежей нефти и газа в палеозойских и, возможно, в верхнепротерозойских отложениях. Ключевым фактором является не достижение температур, при которых сырая нефть полностью крекируется, а нефтегазоносные пласты остаются в зоне генерации нефти.

### *2.2 Влияние палеотемпературы на фазовое состояние углеводородов в молодых бассейнах*

Для бассейнов молодых платформ установлено, что в условиях быстрого повышения температуры и даже при высоком геотермическом градиенте на большой глубине формируются и сохраняются залежи нефти и газового конденсата. Например, в бассейне Бохайского залива, который относится к кайнозойским бассейнам, где установлен высокий геотермический градиент, быстрое прогибание и, соответственно, быстрый рост температуры в позднем кайнозое привели к термическому преобразованию исходных пород, вызвав быстрый переход от нефтеобразования к газообразованию. Так, в бассейне Бохайского залива на глубине 5 641-6 027 м был обнаружен конденсатонасыщенный коллектор с пластовой температурой 201°C (Чжао и др., 2011). По современным данным, на глубине ниже 4 500 м коэффициент отражения витринита  $R_o$  превышал 1,5 %, что свидетельствует о стадии интенсивного газообразования. На глубине 5 141 м температура достигала 180°C, но из-за короткой продолжительности нагрева – менее 10 млн лет (Чжоу и др., 2017) – конденсат не разлагался.

Крекинг сырой нефти зависит от свойств сырой нефти и истории тепловой эволюции. Эксперименты показывают, что границы начала деградации нефти сильно различаются по температуре. Так, если в стандартных условиях это происходит в диапазоне от 165°C до 190°C, то при определенных условиях (экстремально высокое давление) нефть сохраняется при более высоких температурах в диапазоне от 230°C до 240°C (Sun et al., 2013; Liu et al., 2017). В условиях быстрого захоронения и низкой температуры из-за низкого геотермического градиента в кайнозойских бассейнах глубина образования нефти находится в очень широком диапазоне, с максимумом более 8 000 м или даже более 10 000 м (Сунь и др., 2013; Лю и др., 2017; Рен и др., 2020).

Для межгорных бассейнов и предгорных впадин, таких как южная часть Прикаспийской впадины, бассейн Панон, из-за быстрого погружения и короткого времени прогрева (<10-15 млн лет) температура «нефтяного окна» значительно выше, чем в других бассейнах на сопоставимых глубинах.

Для мезозойских бассейнов (например, Баренцево море, Западно-Сибирский) с низкой скоростью прогибания в кайнозое или подвергшихся поднятию и денудации с кайнозоя, эффективное время прогрева растягивается, а температура «нефтяного окна» и «газового окна» снижается, и глубина расположения залежей нефти и газа крайне ограничена.

### *2.3 Влияние времени нагрева на фазовое состояние углеводородов*

Время нагрева также оказывает важное влияние на температурный диапазон и фазовое состояние углеводородов. Температура и время нагрева являются ключевыми причинами различий в температурных диапазонах фазовых состояний углеводородов в разных бассейнах. В случае короткого времени нагрева нефть хранится при очень высокой температуре. Жидкие углеводороды могут храниться на максимальной глубине до 8000 м при пластовой температуре >200°C; газовые залежи – на максимальной глубине 10 000-12000 м при пластовой температуре до 300°C-350°C (Туо, 2002). Нефть в бассейне с коротким временем прогрева и температурой в диапазоне от 300 до 315°C была обнаружена в глубоководном океаническом бассейне в северо-восточной части Тихого океана (Ван, 1992).

Для бассейнов с высокой скоростью прогибания в кайнозое эффективное время прогрева очень короткое, и сырая нефть может существовать при очень высоких температурах. Например, в Китае в бассейне Бохайского залива были обнаружены залежи конденсатного газа при температуре 201°C на глубине 6 027 м (Сунь и др., 2013); жидкие углеводороды были обнаружены на глубине 5 011 м в бассейне Ингхей при температуре пласта 240°C и  $R_o$  всего 1,20 % (Хао и др.,

2002). При одинаковой скорости повышения температуры пласта температура начального крекинга нефти сильно варьируется от региона к региону, а температура полного крекинга нефти также несколько отличается.

Как правило, температура, при которой жидкая фаза подвергается термическому крекингу, составляет не менее 170°C, а термическая стабильность во многом зависит от состава сырой нефти, а также от температуры и времени нагрева. Температура образования масляной фазы составляет 178°C-214°C (Лю и др., 2017).

Скорость нагрева также оказывает очевидное влияние на температурный диапазон жидкой фазы. Увеличение скорости нагрева с 1°C/Ма до 10°C/Ма может повысить температуру независимой нефтяной фазы на 17°C-27°C. При увеличении скорости нагрева в условиях большой глубины и высокой температуры углеводороды могут существовать в нефтяной фазе, а температурный предел хранения конденсата в сверхкритическом состоянии составляет около 240°C (Керимов и Осипов, 2016; Лю и др., 2017; Керимов и др., 2018; Рен и др., 2020).

### 3 Взаимосвязь между давлением и температурой

Выявлена важная роль в контроле фазового состояния углеводородов и распределении запасов нефти и газа в зависимости от соотношения температуры и давления. Эти два фактора тесно связаны и взаимодействуют друг с другом.

Согласно анализу данных, соотношение между температурой и давлением на больших глубинах является сложным и существенно различается в разных типах бассейнов и даже в разных структурных единицах одного и того же бассейна. Это соотношение можно разделить на три типа: тип высокой температуры и высокого давления, тип низкой средней температуры и высокого давления и тип средней температуры и низкого-среднего давления (Рен и др., 2020) (рис. 9).

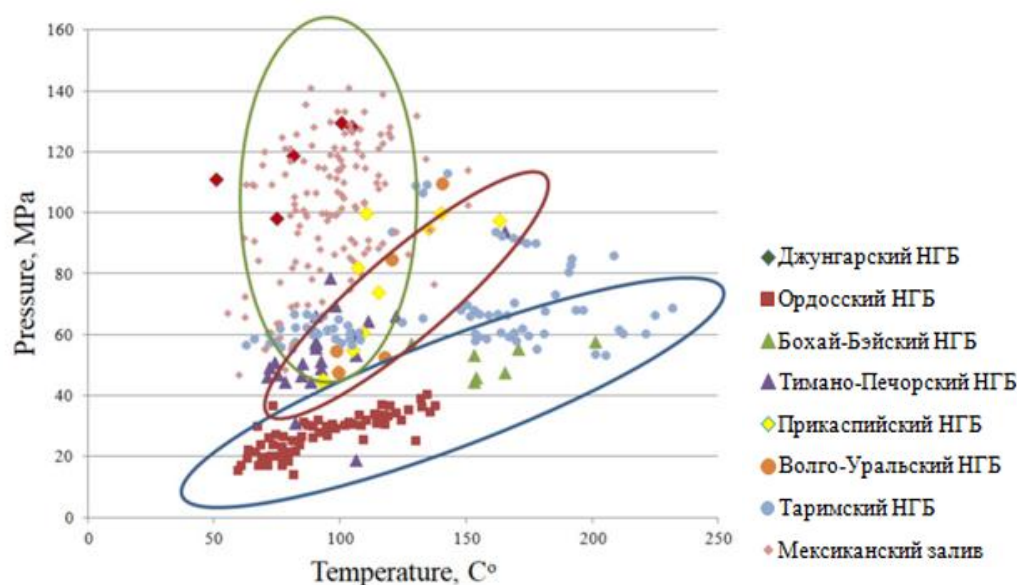


Рис. 9. Корреляция между пластовой температурой и пластовым давлением в глубоких нефтегазовых месторождениях

#### 3.1 Тип бассейна с высокой температурой и высоким давлением

Высокие пластовые температуры (>150°C) и высокие пластовые давления (>60 МПа) на больших и сверхбольших глубинах являются наиболее типичными и характерными как для древних, так и для молодых бассейнов. Согласно классическим представлениям, степень преобразования органического вещества должна быть чрезвычайно высокой, и нефть может находиться только на относительно небольшой глубине. Но высокое давление препятствует преобразованию углеводородов в нефтегазоносные пласты, поэтому температура не достигает порогового значения для крекинга сырой нефти (Гу и др., 2019). В то же время выявлен еще один чрезвычайно важный положительный момент, связанный с возможностью формирования в таких условиях зон трещиноватости, а также образования дополнительной мощности за счет большой движущей силы из-за

перепада давления при миграции из нефтегазоносных пластов. Такие примеры известны в Тимано-Печорском, Прикаспийском и Лено-Тунгусском бассейнах (Черданцев, Жарков, 2021; Жуков, Кузьмин, 2021; Прищепа и др., 2022).

Влияние аномально высокого давления играет важную роль в контроле тепловой эволюции глубокозалегающих пластов-источников нефти и газа. Некоторые исследователи, например Прайс и Венгер (1992), считают, что повышение давления может предотвратить термическое высвобождение органического вещества и образование нефти и газа. В то же время корреляция между отражательной способностью витринита и глубиной в диапазоне избыточного давления (2400–4500 м) в северной части бассейна Грин-Ривер в США не выявила существенного влияния избыточного давления на отражательную способность витринита (Лоу, 2002). Исследование Доманикских отложений ТЭС (Прищепа и др., 2013) показало при больших колебаниях давления значительные вариации в определении отражательной способности витринита и степени преобразования органического вещества в соседних скважинах и даже в пределах разреза одной скважины, в большей степени зависящие от литологического состава. Избыточное давление препятствует термической деградации и образованию углеводородов из керогенов, а также высокотемпературному крекингу углеводородов (Хелгесон и др., 2009; Gu et al., 2019).

В осадочных бассейнах с низким геотермическим градиентом и большой глубиной залегания нефтегазоносных пластов высокое давление влияет на тепловую эволюцию и степень преобразования. Так, в исследовании (Гу и др., 2019) было отмечено, что  $P_0$  более чем на 0,5 % ниже нормального значения. Высокое давление способствует увеличению времени образования жидких углеводородов в пластах на больших и сверхбольших глубинах и препятствует превращению жидких углеводородов в газообразные.

Наличие избыточного давления приводит к тому, что даже глубоко залегающие нефтегазоносные пласты (далее – НГСП), вступившие в стадию метаморфизма в осадочном бассейне с высоким геотермическим градиентом, остаются в благоприятной стадии углеводородообразования и накопления нефти и газа. На нефтяном месторождении Лейк Вашингтон в бассейне Мексиканского залива третичные пласты глубиной более 6 540 м имеют пластовую температуру более 200°C, но углеводороды остаются в жидкой фазе из-за аномально высокого давления (130 МПа) (Айдукевич и др., 2010).

Типичными примерами являются газовые месторождения Шунбей, Табей и Анюе в бассейне Тарим. В районе Шунбэй для глубокозалегающих (более 8 000 м) продуктивных отложений ордовика геотермальный градиент составляет 2,12°C/100 м, температура коллектора – 160°C–170°C, а пластовое давление – более 80 МПа. На газовом месторождении Анюэ газовая залежь формации Лунванмяо на глубине 4 600–5 400 м характеризуется пластовой температурой 140°C–161°C, пластовым давлением 56–59 МПа и коэффициентом аномалии давления 1,06–1,65 (Ванг и др., 2014).

### *3.2 Тип бассейна с низкой температурой и аномально высоким давлением*

В наиболее распространенном случае температура и давление зависят от глубины залегания, и, соответственно, на больших и сверхбольших глубинах высоким температурам должно соответствовать высокое давление. Причины температурных аномалий были рассмотрены выше, в основном в сторону их пониженных значений, обусловленных как пониженным геотермическим фоном, так и эффектом «охлаждения» в случае наличия в разрезе солей, мощного слоя перекрывающей воды в акваториях и зонах тектонических нарушений. Соответственно, в таких зонах на соответствующих глубинах будет наблюдаться более низкая температура относительно «стандарта». Особенностью осадочных бассейнов с залежами нефти на больших глубинах часто являются аномально высокие давления с коэффициентом аномалии 1,5 и более.

Этот тип бассейнов (структур) характеризуется низкой пластовой температурой (обычно до 150°C) и повышенным пластовым давлением (обычно >80 МПа) по сравнению с большинством бассейнов на сопоставимых глубинах 5 000–8 000 м.

Поскольку давление может подавлять степень термического преобразования углеводородов для структур этого типа, стадии генерации и возможность сохранения жидких и газообразных углеводородов происходят позже и на больших глубинах. Аномально высокое давление

также может замедлять уплотнение вышележащих отложений, что способствует формированию и сохранению глубоких и сверхглубоких зон с высокой остаточной пористостью (Рен и др., 2020; Волож и др., 2021, Захаров и др., 2022). Типичными примерами являются газовые месторождения Кешен в Таримском бассейне, Келасу и Дабей в Кукаинской впадине Джунгарского бассейна (Лу и др., 2018).

Кела-Кешенское газовое месторождение (Таримский бассейн) представляет собой сверхглубокую залежь в зоне аномально высоких давлений на глубине 6 500-8 000 м, с пластовым давлением 90-136 МПа, коэффициентом аномальности 1,60-1,85 и низкой пластовой температурой менее 150°C. То же самое можно сказать и о соседнем блоке Кешен 2, где начальное пластовое давление составило 116 МПа, коэффициент аномалии давления – 1,79, а пластовая температура – 168°C. Газовое месторождение Кешен образовалось за счет юрских угленосных газопродуктивных пластов впадины Байчэн. Коэффициент зрелости природного газа на месторождении составляет 2,28-3,68 %, в среднем 3,10 %, что свидетельствует о перезрелом характере природного газа.

Аналогичные термобарические условия обнаружены в центральной части Джунгарской впадины, расположенной севернее. Так, на глубинах от 4 600 до 5 900 м пластовое давление составляло 67-115 МПа, коэффициент аномальности – 1,45-2,04, а пластовые температуры варьировались в диапазоне 100-140°C, то есть были достаточно низкими для таких глубин. Пласт, по мнению исследователей, сформировался под влиянием быстрого захоронения и быстрого образования углеводородов, а также значительного перепада давления в нефтегазоносных пластах и коллекторах с соответственно сильной движущей силой миграции и накопления углеводородов (Вэй и др., 2019).

### *3.3 Тип со средней температурой и низким давлением*

Осадочные бассейны с низким давлением (<50 МПа) и умеренной температурой на больших глубинах (<150°C) характерны, прежде всего, для древних платформ или их окраинных частей, но отмечаются и на молодых платформах. Они имеют крайне ограниченные возможности для вертикального и латерального перераспределения углеводородов из-за низкого перепада давления. Наиболее благоприятные условия для сохранения скоплений нефти и газа на больших глубинах создают относительно молодые поднятия и эрозия. В таких условиях значительный потенциал связан с нефтегазопродуктивными толщами, из которых ранее образовавшиеся углеводороды не мигрировали. Типичными примерами являются Лено-Тунгусская НГП Сибирской платформы с большой глубиной захоронения в протерозое и палеозое и относительно небольшой глубиной в настоящее время, ограниченные участки северной части Западно-Сибирской НГП и, например, бассейн Ордос в Китае. Ордосский бассейн подвергался сильному поднятию и эрозии, что позволило сохранить остаточный потенциал ОГПС.

Несмотря на сходство температурно-напорных соотношений, при сравнении осадочных бассейнов Сибирской платформы и бассейна Ордос они существенно различаются по углеводородному потенциалу глубокозалегающих горизонтов. Так, в Лено-Тунгусской НГП широко развитые явления поднятия и эрозии в период после раннего ордовика, когда бассейн достиг максимальной глубины погружения и максимальной палеотемпературы, что позволило образоваться углеводородам из черных сланцев рифейского и вендского возраста, привели в основном к неудовлетворительным условиям сохранения отложений на больших глубинах, поскольку древние (позднерифейско-вендские) коллекторы были нарушены (Бочкарев, Криночкин, 1988). В то же время из-за низкого геотермического градиента древние НГПС к моменту начала инверсии находились еще на стадии нефтеобразования. Позднее, когда бассейн испытал медленное поднятие и был в значительной степени эродирован, температура пласта снизилась. Положительным фактором для глубоких горизонтов стало широкое распространение солей в нижнем кембрии Восточно-Сибирской платформы, которые в данном случае не работали как система подповерхностного охлаждения, но создали хорошие условия для сохранения древних залежей нефти и газа, что подтверждается многочисленными открытиями на умеренных глубинах и предполагается в пределах всего рифейско-вендского (докембрийского) части разреза (Бочкарев, Криночкин, 1988; Циу и др., 2018) (рис. 10).

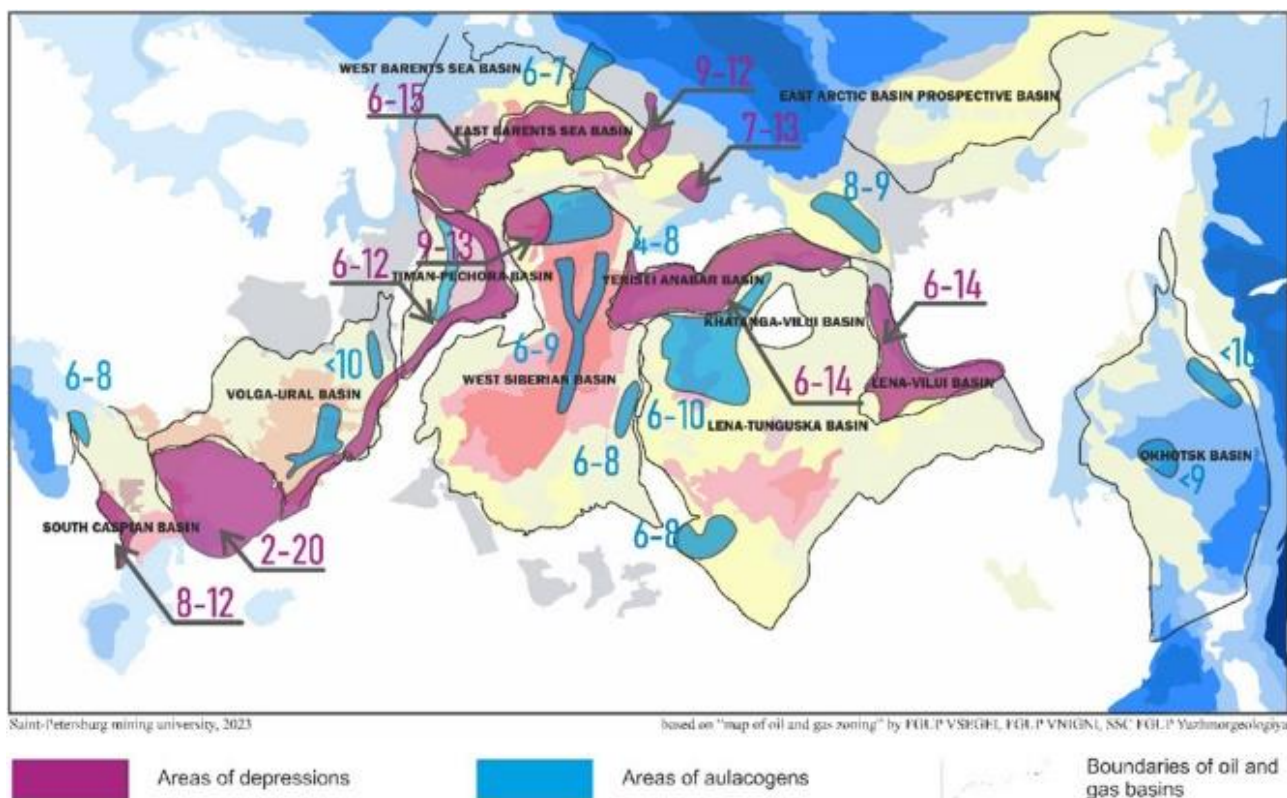


Рис. 10. Схематическое распределение глубоководных осадочных комплексов в нефтегазоносных бассейнах Российской Федерации

В качестве важных факторов, обуславливающих формирование коллекторов в древних (палеозойских) толщах, заполненных углеводородами, до их погружения на большую глубину в последующие исторические периоды, отмечаются инверсионные движения и влияние эрозионных процессов. Возможность сохранения залежей обеспечивается, как уже говорилось ранее, высокой скоростью погружения и высокими давлениями, не позволяющими начаться трещинообразованию. Таким образом, для многих пластов и осадочных бассейнов, где на больших глубинах выявлены залежи нефти, отмечается влияние эрозионных процессов с акцентом на карбонатные породы. В работах отмечается влияние стратиграфических несоответствий на улучшение коллекторских свойств в результате выщелачивания метеоритными водами.

Обсуждая критерии нефтегазоносности наряду с эффектом «охлаждения» глубин, обусловленным наличием проводящих (сквозных) разломов, нельзя не сказать об их роли в формировании и распространении коллекторов. Таким образом, на больших глубинах отмечается контроль распределения нефтенасыщенных коллекторов по разломам, что используется в качестве поискового признака (рис. 10). На основе анализа факторов накопления углеводородов в глубоких коллекторах нефтегазовых месторождений Джунгарского бассейна (Шикси, Мобея, Мосуованана) был сделан вывод о том, что исходные породы нефти и газа связаны разломами с коллекторами (Прищепца и др., 2022), по которым происходит миграция углеводородов. Следовательно, разломы способствуют не только образованию трещин на больших глубинах (Прищепца и др., 2022), но и движению по ним нефти и газа.

Условия формирования коллекторов (зон с улучшенной ССК) на больших глубинах являются важным вопросом наряду с образованием и сохранением углеводородов (Косенкова и др., 2022; Куандыков и др., 2022). Крупное обобщение по распределению пористости и проницаемости на больших глубинах было сделано в работе Эренберга, в которой была статистически обработана обширная база данных, включающая более 35 000 значений для терригенных разрезов и 13 300 для карбонатов (Эренберг и Надо, 2005). Уменьшение пористости с глубиной прослеживается в диапазоне до 3 500–4 500 м, после чего наблюдается «выравнивание» тренда, что позволяет экстраполировать значения абсолютной пористости более чем до 5 000–6 000 м на уровне 8 % для

карбонатных коллекторов и 10 % для терригенных. В связи с существенно большей химической активностью карбонатных коллекторов эпигенетическим процессам при погружении в них уделяется большое внимание. Отмечается, что для ССК влияние пластовых температур (и палеотемператур) гораздо важнее, чем абсолютные значения глубин залегания (Куандыков и др., 2022).

Существенным дополнением к пониманию перспектив глубоких горизонтов является непосредственное изучение геохимии нефти и сопоставление параметров с геохимией извлеченных образцов битумного керна. Так, использование параметров изомеризации стерана  $C_{29}$  для глубокозалегающих и мелкозалегающих нефтяных залежей позволяет определить сходство источника нефтегазообразования, а отношение  $\beta\beta$  стерана  $C_{29}/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  характеризует глубину, так как уменьшается с увеличением глубины. Вероятно, на это влияет степень термической эволюции, которая увеличивается с ростом термической зрелости и, по мнению (Осипов, 2021), существенно влияет на миграцию углеводородов. В процессе миграции нефти и газа отношение  $\beta\beta$  стерана  $C_{29}/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  увеличивается с расстоянием миграции. Таким образом, отношение  $\beta\beta$  стеран  $C_{29}/(\beta\beta+\alpha\alpha)$  постепенно увеличивается от глубокозалегающей нефти к мелководной и указывает на миграцию нефти, контролируемую разломами и расстоянием.

На основе проведенного анализа и предложенной классификации разработана последовательность (методика) изучения глубоких и сверхглубоких горизонтов осадочных бассейнов Российской Федерации, включающая два основных блока (рис. 11):

1. Изучение термодинамических условий (температура, давление) и оценка их влияния на возможность формирования и сохранения скоплений углеводородов на больших глубинах.
2. Оценка геохимических условий формирования и сохранения скоплений углеводородов на больших глубинах.

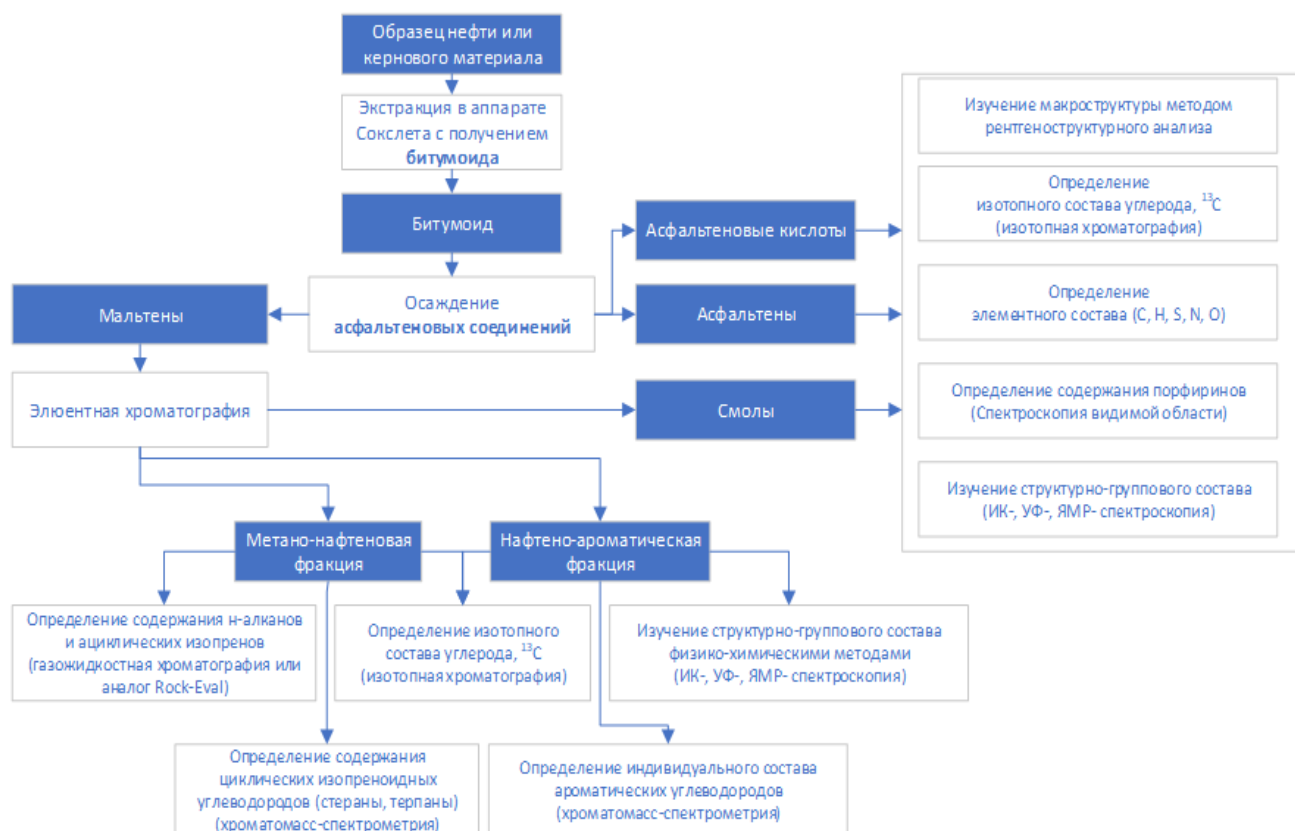


Рис. 11. Схема геохимического анализа нефти и керна для оценки перспективности глубоких горизонтов

Первый блок, в свою очередь, включает изучение:

- Геодинамические характеристики осадочного бассейна (включая тектонические условия формирования нижележащих уровней осадочного чехла);
- История погружения осадочного бассейна (скорости погружения и седиментации);

- Характер распределения температуры и геотермический градиент с акцентом на большие глубины;
- Палеотемпературная история (время воздействия температур);
- Литологический состав пород, распределение глубин и областей развития солей и соле-содержащих толщ;
- Проводящие или экранирующие свойства тектонических нарушений, проникающих на большие глубины;
- Изучение возможности сохранения первичных свойств коллекторов (пористости) на больших глубинах;
- Изучение времени и отложения формирования и сохранения трещиноватости.

Второй блок исследований включает ряд последовательных процедур, содержащих уточнение особенностей геологического строения интервалов разреза толщи, которые можно диагностировать как нефтегазодобывающие, изучение геохимических особенностей и биомаркеров нефти и газов, нефтенасыщенных коллекторов, битумоидов и керогена керна скважин с больших глубин и изучение коллекторских свойств углеводородсодержащих пластов.

Такие последовательные этапы включают:

1. Выявление характерных признаков отнесения к высокоуглеродистым отложениям (изучение содержания ТОС).
2. Определение стратиграфического интервала распространения отложений, преимущественно обогащенных органическим веществом, называемого ОГПС.
3. Определение литологического состава (микроскопические и петрографические исследования разрезов) и литотипирование отложений.
4. Составление карты текущей концентрации органического углерода и катагенетической зрелости органического вещества с помощью битуминологических и пиролитических исследований.
5. Оценку геохимических параметров (лабораторное изучение экстрактов битумоидов и пиролитические исследования образцов керна), распределения и степени преобразованности органического вещества высокоуглеродистых отложений, их приуроченности к различным литотипам и зонам, отличающимся по фаціальным условиям формирования.
6. Оценку термодинамических условий. Выделение температурных параметров и давлений зон проявления и сохранения УВ различного состава.
7. Геохимические характеристики нефтяных и битумных экстрактов (аналитические исследования, в том числе: пиролиз (Rock-Eval), изучение кинетики термического разложения керогена, одномерная (ГХ-МС), двумерная (ГХ × ГХ-МС) хроматомасс-спектрометрия и изотопная масс-спектрометрия (EA-IRMS)).
8. Биомаркерный анализ с идентификацией связи нефти с экстрактом.
9. Оценку возможности сохранения пористости (петрофизических параметров) выделенных литотипов ОГПС.
10. Оценку петрофизических свойств при гидроразрыве пласта.
11. Пересчет содержания органического углерода в породах в начале катагенеза с использованием балансовых уравнений для трех основных типов органического вещества.
12. Определение подвижной части битумоидов (разделение на остаточный кероген и параавтохтонные битумоиды), сохранившихся в Доманикских нефтегазоносных отложениях после миграции образовавшихся углеводородов.
13. Оценку ресурсов нефти и газа глубоких и сверхглубоких горизонтов по комплексу геолого-геохимических показателей.
14. Оценку возможности применения разработанного подхода к глубокопогруженным горизонтам осадочных бассейнов Российской Федерации.

Геохимические характеристики нефтяных и битумных экстрактов могут быть получены с помощью комплекса современных аналитических исследований, включающего: пиролиз (Rock-Eval), изучение кинетики термического разложения керогена, одномерную (ГХ-МС), двумерную (ГХ × ГХ-МС) хроматомасс-спектрометрию и изотопную масс-спектрометрию (EA-IRMS).

По результатам пиролитических исследований можно оценить общее содержание органического углерода (ОУ) в породах. Полученные пиролитические параметры S1, S2 и T<sub>max</sub> используются для оценки генерационного потенциала.

В Российской Федерации накоплен значительный опыт изучения керогеносыщенных разрезов таких нефтедобывающих толщ, как баженовская, доманикская, кумская и хадумская свиты, расположенных на относительно небольших глубинах и практически не изученных на больших глубинах. Между тем, даже отрывочные данные свидетельствуют о значительном и не до конца реализованном потенциале этих пластов на больших глубинах. Так, в Тимано-Печорском бассейне в зоне сочленения краевой части платформы и Предуральского краевого прогиба выявлены «охлажденные» зоны с геотермическим градиентом 15-18°C/км и остаточным содержанием ТОС для мергелей и глинистых известняков верхнего девона от 0,5 до 1 %. По результатам ГИС выделяются интервалы нефтепроизводящих, флюидонасыщенных пород.

В связи с развитием представлений о событиях, способствующих накоплению обогащенных углеродом «высокобитуминозных» горизонтов, важной информацией для их диагностики является информация о глобальных аноксических событиях в Мировом океане. Изотопный состав измеряется величинами изотопного сгущения  $\delta^{13}\text{C}_{\text{carb}}$  и  $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$ . Карбонатный и органический углерод осадочных пород позволяет диагностировать условия седиментации и выделять биотические и фациальные условия формирования обогащенных ОВ пород.

О насыщенности коллекторов подвижной нефтью (как природных, так и технически стимулированных) можно судить по высоким значениям пиролитических параметров S0 + S1, индекса продуктивности (PI), индекса нефтенасыщенности (OSI) и сниженным T<sub>max</sub>, относительно среднего распределения по разрезу.

По результатам кинетических исследований термического разложения керогена большинство образцов характеризуется спектром, характерным для керогена II типа. С увеличением степени катагенеза форма спектра меняется, а максимум смещается в сторону более высоких энергий активации. Информацию о фациально-генетическом типе ОВ и его термической зрелости можно получить, изучив состав биомаркеров и данные изотопного состава. На основании значений молекулярных параметров, характерных соотношений биомаркеров Pr/Ph и C29/C27 делаются выводы об оценке условий формирования ОВ изученных битумоидов глубоководных отложений.

Второй блок предлагаемой методики предполагает получение аналитических данных, которые необходимо сопоставить с данными термодинамического моделирования для оценки возможности существования отдельных компонентов жидкой нефти, газообразного пластового флюида и твердой керогенной массы при различных термобарических условиях (Шиманский и др., 1994; Керимов и др., 2018; Конторович и др., 2021).

За основу термодинамической модели наиболее рационально принять интерпретацию равновесных процессов, описанную в работе Р. Хелгесона (Helgeson et al., 2009).

Модель Хелгесона предполагает последовательность процессов преобразования биомассы с поэтапной трансформацией сланцев, содержащих битумоиды и кероген, нефть и газ, образующиеся, в том числе, в зонах высоких давлений, температур и глубин.

Для дальнейших исследований важно, что данная равновесная система уравнений поможет также описать процессы, постулируемые в рамках абиогенных концепций, для которых характерна обратимая зависимость.

В данном случае подразумевается обратимый процесс пиролиза. В то же время эндогенные глубинные углеводороды с понижением температуры и давления образуют знакомые нам нефть и газ, последовательно переходящие в процессе подъема в углеродистые сланцы, шунгит и графит.

Таким образом, предлагаемый метод термодинамического моделирования, основанный на базовых химических реакциях, связанных с химическими и физическими превращениями в равновесной системе твердое тело, жидкость, газ и дальнейшее построение зависимостей приведенных энергий Гиббса от температуры и давления в пласте, с учетом несовершенства системы, позволит получить массив результатов, позволяющих не только определить равновесный состав компонентов этой трехфазной системы на различных глубинах, но и подтвердить или опровергнуть возможность регрессивного метаморфизма, характеризующегося возможностью фазового «застывания» нефти в областях сверхвысоких давлений или аномально низких температур с образованием псевдокристаллических керогенов.

Термодинамические расчеты основаны на предположении, что все описанные выше превращения протекают в соответствии с основными постулатами закона Гесса, закона Кирхгофа и второго закона термодинамики.

При этом нефть, газ и твердый кероген можно представить в виде химических соединений заданной стехиометрии и, соответственно, привести их термодинамические функции состояния для дальнейших расчетов. Например, легкие и тяжелые нефти можно представить в виде соединений типа-(C<sub>10</sub>H<sub>22</sub>), твердые керогены – (C<sub>128</sub>H<sub>68</sub>O<sub>7</sub> и C<sub>292</sub>H<sub>288</sub>O<sub>12</sub>), газы (алканы (C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>) (Хелгесон и др., 2009). Структурные формулы «зрелого» и «незрелого» керогена представлены на рисунках 12, 13.

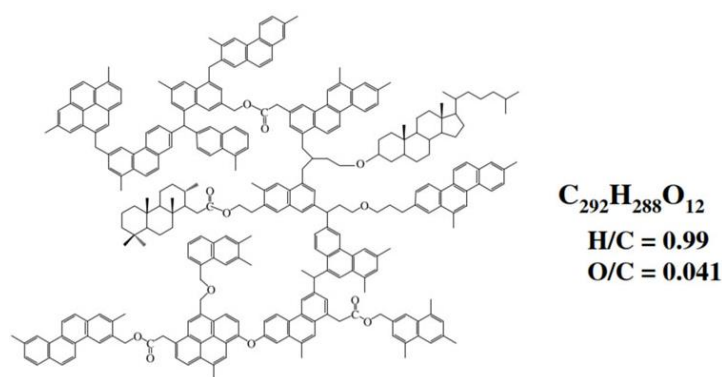


Рис. 12. Структурная формула «незрелого» керогена (Хелгесон и др., 2009)

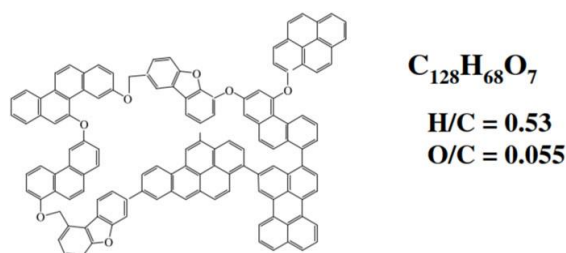
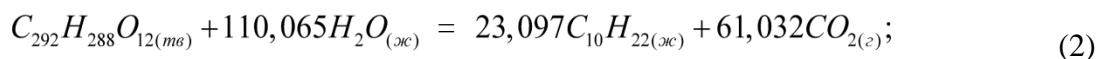


Рис. 13. Структурная формула «зрелого» керогена (Хелгесон и др., 2009)

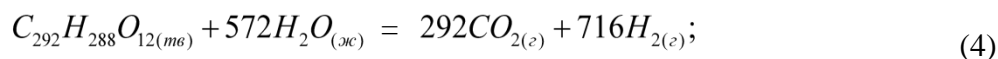
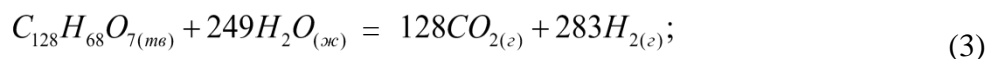
Превращения серосодержащих и азотсодержащих гетероатомных соединений керогена в предлагаемой модели не рассматриваются. Это допущение делает описанную систему идеализированной, однако, в соответствии с данными, опубликованными в (Хелгесон и др., 2009), показана возможность применения такого упрощения.

Таким образом, равновесные реакции между фазами могут быть записаны в виде:

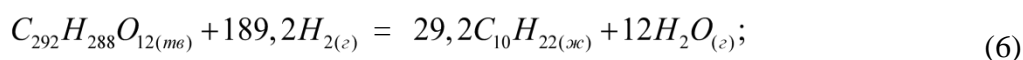
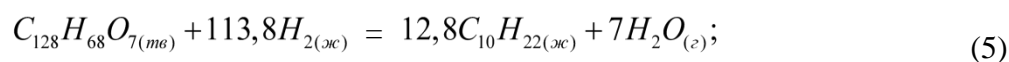
Гидролитическое диспропорционирование керогена:



Метаустойчивое состояние в системе кероген – вода:



Метаустойчивое состояние в системе кероген – нефть – вода:



Метаустойчивое состояние в системе кероген – нефть – газ:

$$C_{128}H_{68}O_{7(ma)} + 102,95H_{2(z)} = 12,45C_{10}H_{22(ж)} + 3,5CO_{2(z)}; \quad (7)$$

$$C_{292}H_{288}O_{12(ma)} + 170,6H_{2(z)} = 28,6C_{10}H_{22(ж)} + 6CO_{2(z)}; \quad (8)$$

Метаустойчивое состояние в системе нефть – газ – вода:

$$C_{10}H_{22(ж)} + 20H_2O_{(ж)} = 31H_{2(z)} + 10CO_{2(z)}; \quad (9)$$

Метаустойчивое состояние в системе газ – вода:

$$CO_{2(z)} = CO_{2(ж)}; \quad (10)$$

Полученные изотермы для констант равновесия для предложенных реакций приведены в таблице 3.

Таблица 3

Изотермы констант равновесия для предложенных реакций

№ реакции	Зависимость константы равновесия от активностей и фугитивностей компонентов
1	$\log K = 9,129 \log(a_{C_{10}H_{22}}) + 36,710 \log(f_{CO_2})$
2	$\log K = 23,097 \log(a_{C_{10}H_{22}}) + 61,032 \log(f_{CO_2})$
3	$\log K = 128 \log(f_{CO_2}) + 283 \log(f_{H_2})$
4	$\log K = 292 \log(f_{CO_2}) + 716 \log(f_{H_2})$
5	$\log K = 12,8 \log(a_{C_{10}H_{22}}) - 113,8 \log(f_{H_2})$
6	$\log K = 29,2 \log(a_{C_{10}H_{22}}) - 189,2 \log(f_{H_2})$
7	$\log K = 12,45 \log(a_{C_{10}H_{22}}) + 3,5 \log(f_{CO_2}) - 102,95 \log(f_{H_2})$
8	$\log K = 28,61 \log(a_{C_{10}H_{22}}) + 6 \log(f_{CO_2}) - 170,6 \log(f_{H_2})$
9	$\log K = -\log(a_{C_{10}H_{22}}) + 10 \log(f_{CO_2}) + 31 \log(f_{H_2})$
10	$\log K = \log(a_{CO_2}) - \log(f_{CO_2})$

Решая предложенную систему уравнений для различных температур и давлений, можно получить зависимости количественного соотношения описанных выше компонентов от глубины залегания, что в свою очередь позволит прогнозировать критические границы (глубину) места возможных скоплений нефти и газа в нетипичных геологических условиях.

#### 4 Выводы

1) Глубокие и сверхглубокие горизонты осадочных бассейнов существенно отличаются по температурным и палеотемпературным условиям, пластовым давлениям, скорости осадконакопления и времени воздействия высоких температур от горизонтов, расположенных на средних и малых глубинах, где находится большинство открытых ранее залежей углеводородов (до 4,5-5 км).

2) Осадочные бассейны с широко развитыми глубокими и сверхглубокими залежами углеводородов достаточно уверенно типизируются по перспективности с точки зрения соотношения температур и пластовых давлений, геотермического градиента, наличия (или прогноза) и богатства на больших глубинах пластов, органического вещества, принадлежности к определенной геодинамической (тектонической) обстановке.

3) Одним из существенно недооцененных факторов для больших глубин, и не учитываемых в технологии бассейнового моделирования, является фактор времени (под которым понимается как скорость погружения, так и время воздействия высоких температур и время проявления пиков генерации жидких и газообразных углеводородов). Время эффективного прогрева существенно влияет на фазовый состав сверхглубоких скоплений углеводородов.

4) Фазовый состав углеводородов контролируется температурой, временем нагрева, скоростью нагрева, давлением и типом органического вещества нефтегазоносной породы. Возможность обнаружения залежей нефти на больших и сверхбольших глубинах 8-10 км определяется как низким геотермическим градиентом, так и аномально высокими давлениями. При условии быстрого нагрева в высокотемпературной среде возможно существование газовых конденсатов. Обнаружение газовых залежей в условиях прогрессирующего крекинга нефти или при относительно низких температурах не ограничивается сверхвысокими давлениями и возможно до глубины 10-12 км.

**Заявление о доступности данных:** Оригинальные материалы, представленные в исследовании, включены в статью/дополнительные материалы, дальнейшие запросы могут быть направлены соответствующему автору.

**Вклад авторов:** Концепция исследования: ОП. Методология: ОП, СК и ДЛ. Дизайн: YN, ТК и NS. Сбор и обработка данных: ОП, СК, ИН, АМ, ТК и РХ. Анализ и интерпретация данных: ОП, АМ, ДЛ, ТК и НС. Написание первоначального варианта: ПМ. Рецензирование и редактирование: ОП, СК и ИН. Все авторы прочитали и внесли существенный вклад во все проекты редакционной статьи, согласились нести ответственность за все аспекты работы и одобрили окончательный проект редакционной статьи для публикации.

**Конфликт интересов:** Авторы заявляют, что исследование проводилось в отсутствие каких-либо коммерческих или финансовых отношений, которые могли бы быть истолкованы как потенциальный конфликт интересов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Abukova, L. A., and Volozh, Yu. A. (2021). Geofluidodynamics of deep-submerged zones of oil and gas accumulation of sedimentary basins. *Geol. Geophys.* 62 (8), 1069–1080. doi: 10.15372/gig2021132
2. Adriano, M. S., Figueiredo, J. P., Coelho, P. H. G. R., and Borghi, L. (2022). Tectonic and stratigraphic evolution of the Santos Basin rift phase: New insights from seismic interpretation on Tupi oil field area. *J. S. Am. Earth Sci.* 116 (116), 103842. doi:10.1016/j.jsames.2022.103842
3. Aguilera, R. F., Ripple, R. D., and Aguilera, R. (2014). Link between endowments, economics and environment in conventional and unconventional gas reservoirs. *Fuel* 126 (3), 224–238. doi:10.1016/j.fuel.2014.02.063
4. Ajdukiewicz, J. M., Nicholson, P. H., and Esch, W. L. (2010). Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico. *AAPG Bull.* 94 (8), 1189–1227. doi:10.1306/04211009152
5. Aleksandrova, T., Nikolaeva, N., Afanasova, A., Romashev, A., Aburova, V., and Prokhorova, E. (2023). Extraction of low-dimensional structures of noble and rare metals from carbonaceous ores using low-temperature and energy impacts at succeeding stages of raw material transformation. *Minerals* 13, 84. doi:10.3390/min13010084
6. Alekseev, A. D., Zhukov, V. V., Strizhnev, K. V., and Cherevko, S. A. (2017). Research of hard-to-recovery and unconventional oil-bearing formations according to the principle ‘in-situ reservoir fabric’. *J. Min. Inst.* 228, 695–704. doi:10.25515/PMI.2017.6.695
7. Bazhenova, T. K., Shimansky, V. K., Vasilyeva, V. F., Shapiro, A. I., Gembitskaya, L. A., and Klimova, A. I. (2008). *Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin*. St. Petersburg: VNIGRI.
8. Belozеров, I. P., and Gubaydullin, M. G. (2020). Concept of technology for determining the permeability and porosity properties of terrigenous reservoirs on a digital rock sample model. *J. Min. Inst.* 244, 402–407. doi:10.31897/pmi.2020.4.2
9. Bochkarev, V. S., and Krinochkin, V. G. (1988). “Precambrian and Paleozoic formations of western siberia,” in *Tectonics of platform areas* (Netherlands: Elsevier).
10. Cao, B., and Bai, G. (2014). “Global distribution of petroleum reserves in deep reservoirs,” in 2014 AAPG Annual Convention and Exhibition At, Houston, Texas, 6-9 April 2014.
11. Cherdantsev, G. A. A., and Zharkov, A. M. (2021). Prospects for the oil and gas content of the Upper Permian deposits of the southwestern part of the Vilyui syncline based on the analysis of sedimentary environments and geochemical conditions of oil and gas content. *J. Min. Inst.* 251, 698–711. doi:10.31897/PMI.2021.5.9
12. Dakhnova, M. V., Bazhenova, T. K., Lebedev, V. S., and Kiselev, S. M. (2011). Isotopic criteria for predicting the phase composition of hydrocarbons in Riphean and Vendian deposits of the Lena–Tunguska petroleum province. *Russ. Geol. Geophys.* 52 (8), 945–953. doi:10.1016/j.rgg.2011.07.015
13. DeCelles, P. G., and Giles, K. A. (1996). Foreland basin systems. *Basin Res.* 8 (2), 105–123. doi:10.1046/j.1365-2117.1996.01491.x
14. Dobrjanski, A. F., and Andrejev, P. F. (1954). Thermodynamics of processes of formation and change of oils in nature. *Eesti NSV Tead. Akad. Toim.* 3 (2), 193–204. doi:10.3176/toimetised.1954.2.03
15. Dvoynikov, M. V., and Leusheva, E. L. (2022). Modern trends in hydrocarbon resources development. *J. Min. Inst.* 258, 879–880.
16. Dvoynikov, M. V., Sidorkin, I., Yurtaev, S. L., Grokhotov, E. I., and Ulyanov, D. S. (2022). Drilling of deep and ultra-deep wells for prospecting and exploration of new raw mineral fields. *J. Min. Inst.* 258, 945–955. doi:10.31897/PMI.2022.55

17. Eberth, D. A., Brinkman, D. B., Chen, P.-J., Yuan, F.-T., Wu, S.-Z., Li, G., et al. (2001). Sequence stratigraphy, paleoclimate patterns, and vertebrate fossil preservation in jurassic-cretaceous strata of the junggar basin, xinjiang autonomous region, people's republic of China. *Can. J. Earth Sci.* 38 (12), 1627–1644. doi:10.1139/e01-067
18. Egorov, A. S. (2015). *Features of the deep structure and composition of the geostructures of the Earth's crust in the continental part of the Russian territory*. Russian: Journal of Mining Institute, Publishing House of the NMSU.
19. Egorov, A. S., Prischepa, O. M., Nefedov, Y. V., Kontorovich, V. A., and Vinokurov, I. Y. (2021). Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *J. Mar. Sci. Eng.* 9 (3), 258. doi:10.3390/jmse9030258
20. Ehrenberg, S. N., and Nadeau, P. H. (2005). Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. *AAPG Bull.* 89 (4), 435–445. doi:10.1306/11230404071
21. Ermolkin, V. I., Kočofa, A. G., Sorokova, E. I., and Trunova, M. I. (2008). Phase zonality of hydrocarbons in the ultra-deep horizons of the Earth's crust. *Bull. Peoples' Friendsh. Univ. Russ. Ser. Eng. Res.* (3), 36–40.
22. Fomin, A. N. (2011). *Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian basin*. Novosibirsk: INGG SO RAN.
23. Ganguli, S. S., Vedanti, N., Pandey, O. P., and Dimri, V. P. (2018). Deep thermal regime, temperature induced over-pressured zone and implications for hydrocarbon potential in the Ankleshwar oil field, Cambay basin, India. *J. Asian Earth Sci.* 161, 93–102. doi:10.1016/j.jseas.2018.05.005
24. Gu, Y., Wan, Y., Huang, J., Zhuang, X., Wang, B., Li, M., et al. (2019). Mutual correlation attentive factors in dyadic fusion networks for speech emotion recognition. *Pet. Geol. Exp.* 41 (2), 157–166. doi:10.1145/3343031.3351039
25. Gubin, I. A. (2004). The problem of assessing the filtration-capacitance properties of the reservoir in connection with epigenetic changes. *J. Min. Inst.* 159 (2), 7–10.
26. Guliyev, I. S., Kerimov, V. Yu., Osipov, A. V., and Mustaev, R. N. (2017). Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust. *SOCAR Proc.* (1), 4–16. doi:10.5510/ogp20170100302
27. Hao, F., Zou, H., Ni, J., Zeng, Z., and Wang, M. (2002). Evolution of overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation. *Earth Science-Journal China Univ. Geosciences* 27 (5), 610–615.
28. Helgeson, H. C., Richard, L., McKenzie, W. F., Norton, D. L., and Schmitt, A. (2009). A chemical and thermodynamic model of oil generation in hydrocarbon source rocks. *Geochimica Cosmochimica Acta* 73 (3), 594–695. doi:10.1016/j.gca.2008.03.004
29. HPHT (2020). *HPHT production in the Gulf of Mexico*. New Orleans: U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management New Orleans Office.
30. Huang, J., Deliao, Y., and Yu, H. (2016). Petroleum geology features and accumulation controls for ultra-deep oil and gas reservoirs. *Petroleum Geol. Exp.* 38 (5), 635–640. doi:10.11781/sysydz201605635
31. Iskaziev, K. O., Syngaevsky, P. E., and Khafizov, S. F. (2021). Deep oil. Offshore fields in the Gulf of Mexico in the Norflet Formation. Development history and prospects. *Kazakhstan J. oil gas industry* 3 (2), 3–26. doi:10.54859/kjogi89466
32. Jarvie, D. (2012). Shale resource systems for oil and gas: Part 2: Shale-Oil resource systems. *AAPG Mem.* 97, 89–119. doi:10.1306/13321447M973489
33. Jia, C., and Pang, X. (2015). Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories. *Acta Pet. Sin.* 36 (12), 1457–1469. doi:10.7623/syxb201512001
34. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., and Osipov, A. V. (2018). Peculiarities of hydrocarbon generation at great depths in the crust. *Dokl. Earth Sci.* 483 (3), 1413–1417. doi:10.1134/s1028334x18110193
35. Kerimov, V. Yu., and Osipov, A. V. (2016). *Oil and gas content of great depths and promising areas of geological exploration for oil and gas in deeply submerged horizons in the territory of the Russian Federation*. RU: Delovoy zhurnal Neftegaz.
36. Khafizov, S. F., Osipov, A. V., Dantsova, K. I., Monakova, A. S., and Barshin, A. V. (2020). “Factors that determine the formation and preservation of accumulations of liquid hydrocarbons at depths of more than 5 km.”. *Geomodel*.
37. Kondrasheva, N. K. (2018). “Evaluation of the effectiveness of using oil shale,” in *Innovation-based development of the mineral resources sector: Challenges and prospects - 11th conference of the Russian-German raw materials* (Boca Raton, Florida, United States: CRC Press).
38. Kontorovich, A. E., Danilova, V. P., Kostyreva, E. A., and Stasova, O. F. (1998). Geochemistry and Genesis of paleozoic oilfields of western siberia. *Geochemistry* 36 (1), 3–17.
39. Kontorovich, A. E., Ivanov, I. A., Kovešnikov, A. E., Krasnov, V. I., and Perozio, G. N. (1991). “Geological conditions of oil and gas potential of the upper part of the Paleozoic section of Western Siberia,” in *Theoretical and regional problems of oil and gas geology* (Novosibirsk: Nauka).
40. Kontorovich, A. E., Burstein, L. M., and Livshits, V. R. (2021). Theory of naphthidogenesis: A quantitative model of the evolution of aquagenic organic matter in catagenesis. *Geol. Geophys.* 62 (8), 1026–1047. doi:10.15372/gig2021119
41. Kosenkova, N. N., Syngaevsky, P. E., and Khafizov, S. F. (2022). Review of the modern ideas about the hydrocarbon accumulations formation processes at the great depth. *Neft. khozyaystvo - Oil Ind.* (5), 6–12. doi:10.24887/0028-2448-2022-5-6-12
42. Kuandykov, B. M., Syngaevsky, P. E., and Hafizov, S. F. (2022). Formation and preservation of reservoirs at great depths. *Bull. oil gas industry Kazakhstan* 4 (2), 11–26. doi:10.54859/kjogi100605
43. Kudryavtsev, N. A. (1951). Against the organic hypothesis of the origin of oil. *Oil Ind.* (9), 17–24.
44. Kudryavtsev, N. A. (1971). Oil is abiogenic. *Nat. M., Sci.* (3), 70–72.
45. Law, B. E. (2002). Basin-centered gas systems. *AAPG Bull.* 86 (11), 1891–1919.
46. Leonov, Yu.G., Volozh, Yu.A., Antipov, M. P., Bykadorov, V. A., Patina, I. S., and Lodzhevskaya, M. I. (2015). Oil of deep horizons of sedimentary basins of Russia and neighboring countries. *Monit. Sci. Technol. Sci. Tech. J.* 25 (4), 6–15.
47. Li, J., Zhang, Z., Zhu, G., Zhao, K., Chi, L., Wang, P., et al. (2021). Geochemical characteristics and the origin of superdeep condensates in Tarim basin, China. *ACS Omega* 6 (11), 7275–7285. doi:10.1021/acsomega.0c04932
48. Li, Y., Lobusev, A. V., Bochkarev, A. V., Wang, Q., and Liu, R. (2020). The nature and modeling of the oil reservoir fractures in X field of the Tarim basin (China). *Geol. Geophys. Dev. Oil Gas Fields* (3), 27–34. doi:10.30713/2413-5011-2020-3(339)-27-34
49. Litvinenko, V. S., Kozlov, A. V., and Stepanov, V. A. (2017). Hydrocarbon potential of the Ural–African transcontinental oil and gas belt. *J. Petroleum Explor. Prod. Technol.* 7 (1), 1–9. doi:10.1007/s13202-016-0248-4

50. Liu, J., Jin, Z., and Ma, A. (2015). Hydrocarbon phase in the deep cambrian of the Tarim Basin. *Pet. Geol. Exp.* 37 (6), 681–688. doi:10.11781/sydz201506681
51. Liu, Y., Tian, Y., Yang, C., Xiao, D., Liao, Q., Shen, C., et al. (2017). Hydrocarbon phase limit and conversion process in the deep formation from Qikou Sag of Bohai Bay rift lacustrine basin, China. *J. Nat. Gas Geoscience* 2 (4), 229–238. doi:10.1016/j.jnggs.2017.12.003
52. Liu, Z., Zhu, W., Sun, Q., Jin, B., Xu, X., Zhang, H., et al. (2012). Blockade of autocrine TGF- $\beta$  signaling inhibits stem cell phenotype, survival, and metastasis of murine breast cancer cells. *Shiyou Xuebao/Acta Pet. Sin.* 33, 1–8. doi:10.4172/2157-7633.1000116
53. Lu, S., Xue, H.-T., and Zhong, N.-N. (2002). Chemical kinetic study of the oil preservation threshold. *Petroleum Explor. Dev.* 29 (6), 1–3.
54. Lu, X., Zhao, M., Liu, K., Zhuo, Q., Fan, J., Yu, Z., et al. (2018). Forming condition and mechanism of highly effective deep tight sandstone gas reservoir in Kuqa foreland basin. *Shiyou Xuebao/Acta Pet. Sin.* 39 (4), 365–378. doi:10.7623/syxb201804001
55. Ma, A. (2016). Kinetics of oil-cracking for different types of marine oils from Tahe Oilfield, Tarim Basin, NW China. *J. Nat. Gas Geoscience* 1 (1), 35–43. doi:10.1016/j.jnggs.2016.03.001
56. Malyshev, N. A. (2004). *Tectonics, evolution and oil and gas content of sedimentary basins of the European North. Yekaterinburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Komi Scientific Center.*
57. Malyshev, N. A. (2000). *Tectonics, evolution and oil and gas potential of sedimentary basins of the European North of Russia.* Russia: Doctoral dissertation. MSU.
58. Meihejef (1993). The oil bearing temperature conditions on deep strata. *Pet. Geol. Form.* 14 (3/4), 1–4.
59. Neruchev, S. G., Rogozina, E. A., Parparova, G. M., Zelichenko, I. A., Silina, N. P., Lebedev, B. A., et al. (1986). *Oil and gas formation in Domanik deposits.* Leningrad, USSR: Nedra.
60. Neruchev, S. G., Vassoevich, N. B., and Lopatin, N. V. (1976). *On the catagenesis scale in connection with oil and gas formation Combustible Minerals.* Moscow, USSR: Nauka.
61. Osipov, A. V. (2021). Characteristics of hydrocarbon reserves in deep accumulations of oil and gas provinces of the Russian Federation. *Neft. khozyaystvo - Oil Ind.* (5), 8–10. doi:10.24887/0028-2448-2021-5-8-10
62. Pang, X.-Q., Jia, C.-Z., and Wang, W.-Y. (2015). Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. *Petroleum Sci.* 12 (1), 1–53. doi:10.1007/s12182-015-0014-0
63. Peters, K. E., Kontorovic, A. E., Huizinga, B. J., Moldowan, J. M., and Lee, C. Y. (1994). Multiple oil families in the West Siberian basin. *AAPG Bull.* 78 (6), 893–909. doi:10.1306/a25fe3dd-171b-11d7-8645000102c1865d
64. Petrakov, D. G., Penkov, G. M., and Zolotukhin, A. B. (2022). Experimental study on the effect of rock pressure on sandstone permeability. *J. Min. Inst.* 254, 244–251. doi:10.31897/PMI.2022.24
65. Porfiriev, V. B. (1961). *On the nature of oil. Geol. collection.* Lviv: LSU Publishing House.
66. Porfiriev, V. B. (1987). The nature of oil, gas and fossil coals: Selected works: In 2 vols. *Sciences* 1–2, 440.
67. Price, L. C. (1993). Thermal stability of hydrocarbons in nature: Limits, evidence, characteristics, and possible controls. *Geochimica Cosmochimica Acta* 57 (14), 3261–3280. doi:10.1016/0016-7037(93)90539-9
68. Price, L. C., and Wenger, L. M. (1992). The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis. *Org. Geochem.* 19 (1-3), 141–159. doi:10.1016/0146-6380(92)90033-t
69. Prischepa, O. M., Averyanova, O. Yu., and Zharkov, A. M. (2013). Oil and gas deposits of domanic type – A reserve to maintain hydrocarbons production in commercially developed areas. *Georesursy* 54 (4), 18–22. doi:10.18599/grs.54.4.3
70. Prischepa, O. M., Nefedov, Y., Nikiforova, V., and Ruiming, X. (2022). Raw material base of Russia’s unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata). *Front. Earth Sci.* 10, 1. doi:10.3389/feart.2022.958315
71. Pusey, W. C. (1973). How to evaluate potential gas and oil source rocks. *World oil* 176 (5), 71–75.
72. Qiu, N., Liu, W., Xu, Q., Liu, Y., and Chang, J. (2018). Temperature-pressure field and hydrocarbon accumulation in deep-ancient marine strata. *Diqiu Kexue – Zhongguo Dizhi Daxue Xuebao/Earth Sci. - J. China Univ. Geosciences* 43 (10), 3511–3525. doi:10.3799/dqkx.2018.286
73. Ren, Z., Cui, J., Qi, K., Yang, G., Chen, Z., Peng, Y., et al. (2020). Control effects of temperature and thermal evolution history of deep and ultra-deep layers on hydrocarbon phase state and hydrocarbon generation history. *Nat. Gas. Ind. B* 7 (5), 453–461. doi:10.1016/j.ngib.2020.09.003
74. Ren, Z., Liu, L., and Cui, J. (2008). Application of tectonic thermal evolution history to hydrocarbon accumulation timing in sedimentary basins. *Oil Gas Geol.* 29 (4), 502–506. doi:10.11743/ogg20080413
75. Samvelov, R. (1995). Hydrocarbon deposits at deep depths: Features of formation and placement. *Geol. oil gas* (9), 5–15.
76. Shen, Y., Lü, X., Guo, S., Song, X., and Zhao, J. (2017). Effective evaluation of gas migration in deep and ultra-deep tight sandstone reservoirs of Keshen structural belt, Kuqa depression. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 46 (46), 119–131. doi:10.1016/j.jngse.2017.06.033
77. Shimansky, V. K., Neruchev, S. G., Bazhenova, T. K., Prischepa, O. M., and Smirnov, S. V. (1994). “Geochemical modelling of Timan-Pechora oil and gas basin on the basis of balance and kinetic models petroleum Exploration and Production in Timan-Pechora Basin and Barents Sea,” in *Collected reports of international conference august 15-17, 1994* (St. Petersburg, Russia: VNIGRI).
78. Sokolov, B. A. (1980). *Evolution and oil and gas content of sedimentary basins.* Kazakhstan: M. Nauka.
79. Sun, L., Zou, C., Zhu, R., Zhang, Y., Zhang, S., Zhang, B., et al. (2013). Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China. *Petroleum Explor. Dev.* 40 (6), 687–695. doi:10.1016/s1876-3804(13)60093-2
80. Tissot, B. P., and Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and occurrence.* Berlin: Springer-Verlag.
81. Tissot, B., and Welte, D. (1981). *Fate of organic matter in sedimentary basins: Oil and gas generation.* Moscow, Russia: Oil formation and distribution: Mir.
82. Torba, D. I., and Nikiforova, V. S. (2019). *Proceedings of the XIV international forumcontest of young researchers.* St. Petersburg, Russia: Litvinenko V. Oil recovery increase in kerogen of the Bazhenov formation by a thermal treatment technology,” in *Topical issues of rational use of natural resources*

83. Tuo, J. (2002). Research status and advances in deep oil and gas exploration. *Adv. Earth Sci.* 17 (4), 565–571. doi:10.11867/j.issn.1001-8166.2002.04.0565
84. Volozh, Y. A., Gogonenkov, G. N., Miletenko, N. V., and Petrov, E. I. (2021). Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions. *Geol. Oil Gas* 6, 7–21. doi:10.31087/0016-7894-2021-6-7-21
85. Wang, X. (1992). Ultra-deep drilling and hydrocarbon prediction. *Nat. Gas. Geosci.* 3 (6), 38–40.
86. Wang, Z., Wang, T., Wen, L., Hua, J., and Baomin, Z. (2014). Basic geological characteristics and accumulation conditions of Anyue giant gas field, sichuan basin. *China Offshore Oil Gas* 28 (2), 45–52.
87. Wassoievich, N. B. (1967). Theory of sedimentary-migratory origin of oil (historical review and current state). *Izv. USSR Acad. Sci. Ser. geol.* (11), 135–156.
88. Wei, Q., Li, X., and Sun, K. (2019). Geochemical characteristics of deep-seated natural gas accumulation of the Keshen large gas field in the Kuqa depression. Tarim Basin. *Nat. Gas. Geosci.* 30 (6), 897–907.
89. Weisberg, L. A., Kameneva, E. E., and Nikiforova, V. S. (2018). Microtomographic studies of the pore space of rocks as a basis for improving the technology of their disintegration. *Ob. Rud.* 2018 (3), 51–55. doi:10.17580/or.2018.03.09
90. Yang, P., Liu, K., Liu, J., Yu, S., Yu, B., Hou, M., et al. (2021). Petroleum charge history of deeply buried carbonate reservoirs in the Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin, west China. *Mar. Petroleum Geol.* 128, 105063. doi:10.1016/j.marpetgeo.2021.105063
91. Zakharov, L. A., Martyushev, D. A., and Ponomareva, I. N. (2022). Predicting dynamic formation pressure using artificial intelligence methods. *J. Min. Inst.* 253, 23–32. doi:10.31897/PMI.2022.11
92. Zhang, S., Huang, H., Su, J., and Liu, M. (2015). Ultra-deep liquid hydrocarbon exploration potential in cratonic region of the Tarim Basin inferred from gas condensate Genesis. *Fuel* 160, 583–595. doi:10.1016/j.fuel.2015.08.023
93. Zhao, X., Jin, F., Wang, Q., Zhang, R., Wang, J., Bai, X., et al. (2011). Niudong 1 ultradeep and ultra-high temperature subtle buried hill field in Bohai Bay basin: Discovery and significance. *Acta Pet. Sin.* 32 (6), 915–927. doi:10.7623/syxb201106001
94. Zhou, X., Zhang, R., Li, H., Wang, B., and Guo, Y. (2017). Major controls on natural gas accumulations in deep-buried hills in Bozhong Depression, Bohai Bay Basin. *J. China Univ. Petroleum Ed. Nat. Sci.* 41 (1), 42–50.
95. Zhu, G., Milkov, A. V., Chen, F., Weng, N., Zhang, Z., Yang, H., et al. (2018). Noncracked oil in ultra-deep high-temperature reservoirs in the Tarim basin, China. *Mar. Petroleum Geol.* 89, 252–262. doi:10.1016/j.marpetgeo.2017.07.019
96. Zhu, G., Milkov, A. V., Li, J., Xue, N., Chen, Y., Hu, J., et al. (2021). Deepest oil in Asia: Characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China. *J. Petroleum Sci. Eng.* 199, 108246. doi:10.1016/j.petrol.2020.108246
97. Zhukov, V. S., and Kuzmin, Y. O. (2021). Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. *J. Min. Inst.* 251, 658–666. doi:10.31897/PMI.2021.5.5
98. Zou, C., Jinhu, D., and Chunchun, Xu. (2014). Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin. SW China: Petroleum Exploration and Development.