

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 22.09.2025 г.

Принята к публикации 05.11.2025 г.

EDN: OBGOTB

УДК 552.578.061.4:552.54:551.734.5(470.1)

Колесников Е.В., Мартынов А.В., Жарков А.М., Калинин Д.Ф.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия, egor.02.07@mail.ru, martynov_av@pers.spmi.ru, Zharkov_AM@pers.spmi.ru, kalinin_df@pers.spmi.ru

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЛОДМИНСКО-БАЯНДЫСКОЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ КАРБОНАТНОЙ ПЛАТФОРМЫ

Представлены результаты анализа геологического строения и истории развития Лодминско-Баяндынской карбонатной платформы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Изолированные карбонатные платформы доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса в последние годы все чаще привлекают внимание нефтегазовых компаний ввиду сокращения количества значимых поисковых объектов в пределах барьерных рифовых массивов, с которыми ранее связывались наибольшие перспективы. Современные методы проведения геологоразведочных работ в зонах сложного распространения коллекторов показывают более высокую успешность бурения при условии комплексного похода к изучению геологической модели природного резервуара.

Реконструкция условий седиментации в фаменский век выполнена на основе детального изучения литологического состава продуктивных задонско-елецких отложений и выделения литотипов карбонатных пород, увязанных с фациальными поясами Дж. Уилсона. В результате анализа темпов отбора и дебитов пластовых флюидов эксплуатационного фонда скважин установлена принадлежность фаменских коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами к фациальным зонам рифогенных массивов и карбонатных отмелей края платформы.

Ключевые слова: *барьерный рифовый массив, литотип, фациальный пояс Дж. Уилсона, фаменский коллектор, Лодминско-Баяндынская изолированная карбонатная платформа, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.*

Для цитирования: Колесников Е.В., Мартынов А.В., Жарков А.М., Калинин Д.Ф. Особенности геологического строения и условий формирования Лодминско-Баяндынской изолированной карбонатной платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/41_2025.html
EDN: OBGOTB

Район исследований и эволюция представлений о геологическом строении

Лодминско-Баяндынская карбонатная платформа является наиболее глубокопогруженной изолированной карбонатной постройкой с глубинами залегания кровли доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса от 3700 до 4600 м. В пределах данной постройки в последние годы активно проводятся геологоразведочные работы на нефть и открыт ряд месторождений, среди которых Баяндыское, Прохоровское, Верхнеипатское, Зверинецкое, имени А. Алабушина, Южно-Баяндыское и др. [Сенин и др., 2023]. Однако, на сегодняшний день компании испытывают определенные трудности при поисках и разведке залежей в

фаменских породах-коллекторах, что связано с неоднозначной интерпретацией геологического строения изучаемого объекта. Построение адекватной и наиболее приближенной к реальности геологической модели напрямую может отразиться на рациональном размещении новых поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Таким образом, весьма актуальной задачей является поиск закономерностей, определяющих распределение зон развития коллекторов в природных резервуарах доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса [Прищепа, Боровиков, Грохотов, 2021; Прищепа, Сеница, Ибатуллин, 2024].

В тектоническом отношении изучаемая территория расположена в юго-восточной части Денисовского прогиба Печоро-Колвинского авлакогена. Авлакоген, занимающий центральную часть Печорской плиты, представляет собой надпорядковый тектонический элемент субмеридионального простирания и прослеживается на расстояние свыше 800 км при ширине от 100 до 250 км. Западным ограничением его является Припечорская система разломов, восточным – Восточно-Колвинская [Прищепа и др., 2011]. В южной части Денисовского прогиба расположена Лодминская перемычка, которая граничит с Большесынинской впадиной (рис. 1).

Рифовые объекты Тимано-Печорской провинции, рассматриваемые как потенциальные ловушки нефти и газа, известны с 60-70-х гг. прошлого века после открытия залежей на Западно-Тэбукском (1961 г.), Верхнегрубешшорском (1974 г.), Пашшорском (1977 г.) [Берлин и др., 1969; Пармузина, Кокин, 1986]. Открытые объекты связаны с природными резервуарами массивного и реже пластового типа, которые приурочены к рифовым барьерным системам. Отличительное свойство данных природных резервуаров заключается в значительной неоднородности фильтрационно-емкостного пространства. Однако коллекторы, зачастую высокые, имеют открытую пористость от 20 до 30%, а проницаемость в них может составлять до 2000 мД. Залежи углеводородов в зонах распространения рифогенных отложений зачастую, литологически экранированные (Харьягинское, Западно-Тэбукское, Пашшорское и др.), в толщах облекания органогенных построек – пластовые.

Залежи, приуроченные к рифовым верхнефранским постройкам и нижнефаменским шельфовым пластам их облекания (Ф0, Ф1 и др.), открыты в основном по структурным критериям и при поисках залежей в нижележащих среднедевонских отложениях [Беляева, Корзун, Петрова, 1998; Пармузина, 2007]. Плановые работы на рифовые объекты начались в 1980-е гг. после широкого внедрения в практику сейсморазведочных работ метода отраженной глубинной точки (МОГТ) и ее возможности интерпретировать данные объекты в волновом поле [Богданов, 1989; Парасына, Соломатин, Шлезингер, 1989; Мартынов, 2014].

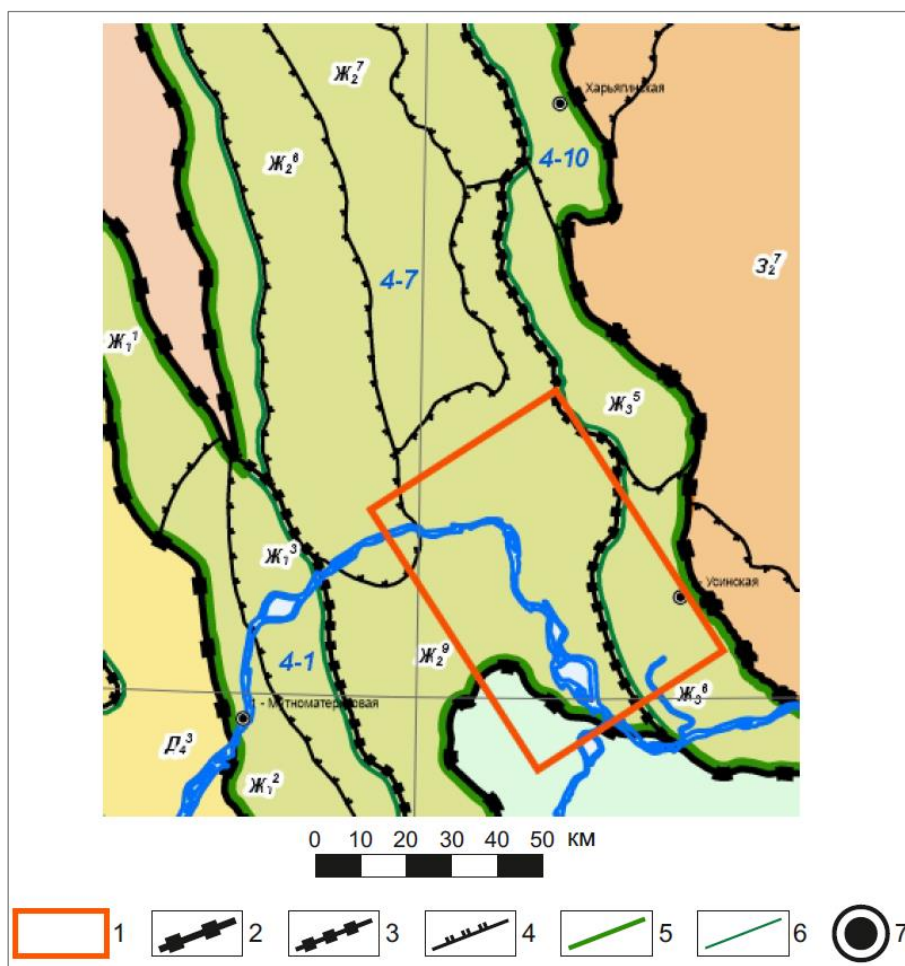


Рис. 1. Выкопировка из карты тектонического районирования [Прищепа и др., 2011]

1 - район проведения исследований; тектонические элементы: 2 - надпорядковые, 3 - первого порядка, 4 - второго порядка; границы: 5 - нефтегазоносных областей; 6 - нефтегазоносных районов; 7 - опорные скважины. Элементы тектонического районирования: Д - Ижма-Печорская синеклиза; Д₄ - Восточный борт Ижма-Печорской синеклизы; Д₄³ - Кипиевская ступень; Ж - Печоро-Колвинский авлакоген; Ж₁ - Печоро-Кожвинский мегавал; Ж₁¹ - Лебединский вал; Ж₁² - Мутноматериковый вал; Ж₁³ - Нянтаюская ступень; Ж₂ - Денисовский прогиб; Ж₂⁶ - Тибейвисская депрессия; Ж₂⁷ - Лайский вал; Ж₂⁹ - Подминская перемычка; Ж₃ - Колвинский мегавал; Ж₃⁵ - Возейский вал; Ж₃⁶ - Усинский вал; 3 - Хорейверско-Печороморская синеклиза; 3₂ - Хорейверская впадина; 3₂⁷ - Сандивейское поднятие. Элементы нефтегазогеологического районирования: 4-1 - Мутноматериково-Лебединский нефтегазоносный район; 4-7 - Лайско-Подминский нефтегазоносный район; 4-10 - Харьга-Усинский нефтегазоносный район.

В следствие с повышением кратности профильных исследований МОГТ-2Д, а в 90-е гг. прошлого века с внедрением секвенс-стратиграфических подходов к изучению строения нефтегазоносных рифогенных отложений [Van Wagoner et al., 1988], геологические модели рифовых построек стали более надежными для размещения поисково-разведочного бурения. Сейсмогеологические модели, увязанные со скважинными данными при этом, учитывают внешнюю форму разновозрастных слоевых единиц при резких фациальных переходах от глубоководных к рифовым и зарифовым, часто лагунным отложениям [Уилсон, 1980; Беляева, 2000; Тимано-Печорский седиментационный бассейн..., 2000; Журавлева, Кузнецов, 2021]. На современных сейсмических материалах объемной модификации (МОГТ-

3Д) можно наблюдать внутреннее строение рифовых объектов и закономерности формирования осадочных тел, отражающих колебания уровня моря в бассейне седиментации. Объектами секвенс-стратиграфии выступают вещественный материал (керна), данные геофизических исследований скважин (ГИС), результаты гидродинамических испытаний и характер поведения волнового поля. В свою очередь, главными методами, направленными на изучение объектов, являются биостратиграфия, фациальный анализ и сеймостратиграфия [Жемчугова, 2014а, б]. При этом возможности биостратиграфии часто ограничены из-за сильной эпигенетической преобразованности карбонатных пород и заключенных в них фаунистических остатков [Пармузина, 2007]. Поэтому комплексный подход, осуществляемый в методике секвенс-стратиграфии, наиболее эффективен для детализации внутреннего строения Лодминско-Баяндынской карбонатной платформы для картирования и изучения строения природных резервуаров, что позволяет выяснить как условия формирования разнофациальных отложений, так и определить перспективы нефтегазоносности поисковых объектов.

Секвенс-стратиграфический анализ рифогенных формаций

На сегодняшний день задача создания единой модели карбонатных секвенций до сих пор не решена, поскольку невозможно учесть все факторы при вертикальном наращивании осадков. Согласно опыту исследователей, при моделировании карбонатной седиментации нужно основываться на двух-трех наиболее важных факторах. Чаще всего в качестве таковых выступают относительное изменение уровня моря, аккомодационное пространство и скорость карбонатного осадкообразования. Наряду с названными факторами, важную роль играет тип карбонатной платформы, определяющий архитектуру секвенций и морфологию резервуара [Жемчугова, 2014а, б].

На основе опыта изучения карбонатных рифогенных формаций выявлены типичные системные тракты для секвенций третьего порядка.

Трансгрессивный системный тракт в условиях гумидного климата характеризуется оптимальными условиями седиментации, за исключением кратковременных периодов затопления. Увеличение аккомодационного пространства приводит к заполнению предыдущего рельефа, формированию в зоне сублиторали мощных толщ карбонатных пород и началу роста рифовых систем. В условиях затопления платформы и ее погружения ниже световой зоны продуцирования карбонатного материала происходит формирование конденсированного разреза доманикового типа, а также практически полное прекращение карбонатообразования. В условиях аридного климата окаймляющая рифовая система может послужить барьером для циркуляции морских вод на внутреннем шельфе, провоцируя

процесс развития сублиторальных эвапоритов. Разделить в карбонатной секвенции трансгрессивный системный тракт (TST) и тракт высокого стояния уровня моря (HST), как правило, довольно затруднительно или практически невозможно, поскольку в разрезах отсутствуют выраженные поверхности максимального затопления [Антошкина, 2004; Жемчугова, 2014а, б]. Однако, согласно исследованиям В.Вл. Меннера, быстрому росту относительного уровня моря отвечает пачка терригенно-карбонатных отложений в основании рифовых массивов – «краевая банка» [Меннер, 1989].

Тракты высокого стояния уровня моря характеризуются низкой скоростью прироста аккомодационного пространства, в силу частых смен погружения и субаэральной экспозиции. Карбонатообразование сокращается по площади и локализуется в части приближенной к краю платформы. Рифовые системы достигают уровня моря и начинают разрастаться в стороны. Проявление субаэральных экспозиций приводит к разрушению ранее образованных карбонатных построек и формированию отмелей, с карбонатной платформы экспортируется большое количество грубозернистого обломочного материала в виде гравитационных потоков. В условиях аридного климата в тыловой части карбонатных платформ формируются пласты эвапоритов в себхах.

Помимо общих закономерностей развития карбонатных секвенций, известны седиментационные концептуальные модели, учитывающие архитектуру платформы. Так как объектом научных исследований является изолированная карбонатная платформа, то необходимо рассмотреть особенности ее развития с учетом предшествующих работ [Handford, Loucks, 1993; Wright, Burchette, 1996].

В основу создания концептуальной модели секвенций третьего порядка для изучаемого района положены исследования, выполненные в ООО «ТП НИЦ», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» [Сенин и др., 2023] (рис. 2) и седиментационные модели Р. Лукса [Handford, Loucks, 1993] (рис. 3-4).

Согласно проведенному анализу геолого-геофизических данных и проведенных исследований, Лодминско-Баяндыская изолированная карбонатная платформа является атолловидным сооружением, окаймленным цепочкой барьерных рифовых и рифогенных массивов франско-задонского возраста (см. рис. 3). Как и в случае классической седиментационной модели [Handford, Loucks, 1993] рифогенные массивы Лодминско-Баяндыской платформы разделяют центральную мелководно-шельфовую (лагунную) часть и относительно глубоководный шельф со стороны предрифового склона.

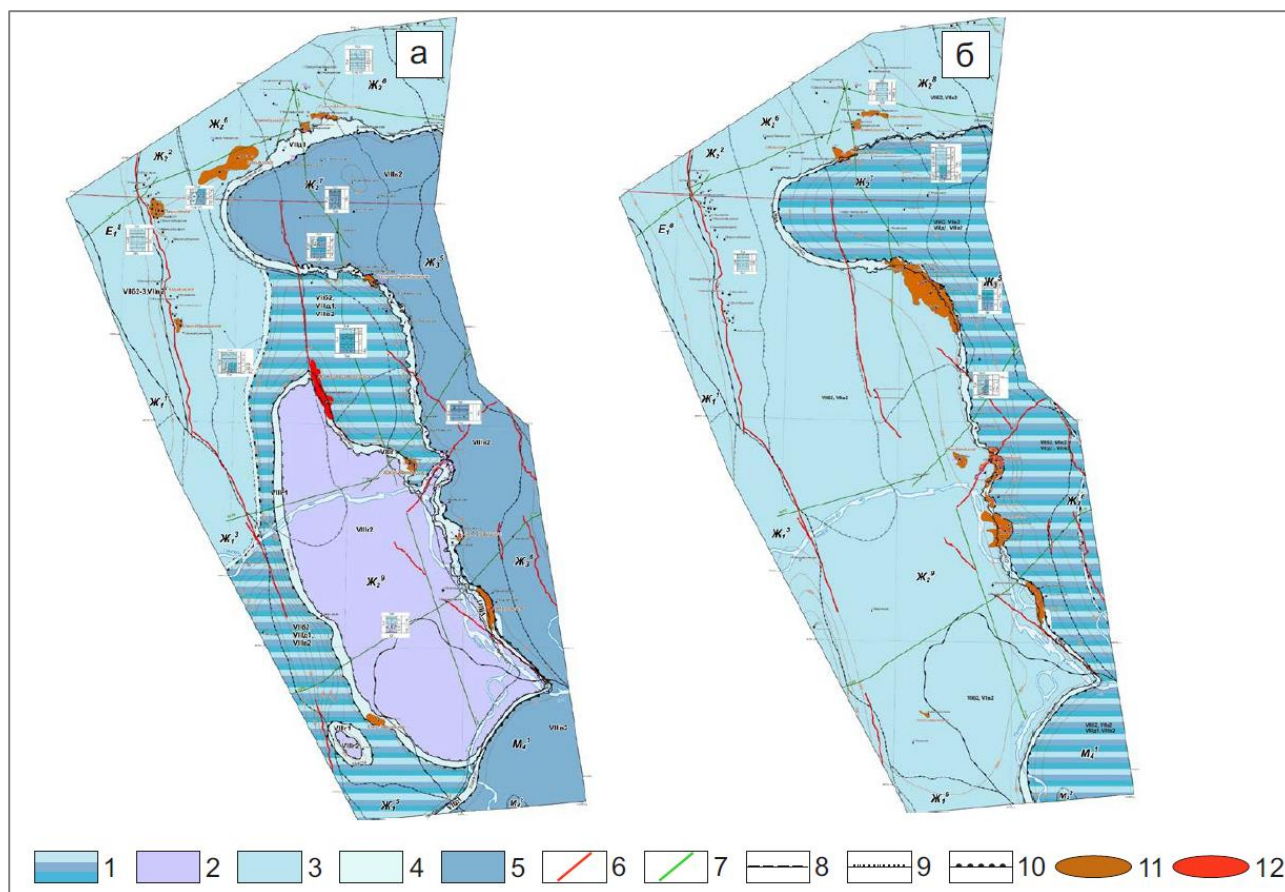


Рис. 2. Литолого-фациальные карты нижнефаменских отложений юго-восточной части Денисовского прогиба (по данным ООО «ТП НИЦ», 2022 г.)

а - литолого-фациальная карта задонских отложений; б - литолого-фациальная карта елецких отложений.

1 - мелководный и умеренно глубоководный шельф со смешанным осадконакоплением (VIIб₂, VIIб₁, VIIб₁); 2 - лагуна (VIIб₂); 3 - мелководный шельф с карбонатным осадконакоплением (VIIб); 4 - области развития рифогенных массивов (VIIб₁); 5 - умеренно-глубоководный-шельф (VIIб₂); 6 - тектонические нарушения; 7 - региональные сейсмические профили; 8 - тектонические элементы первого порядка; 9 - тектонические элементы второго порядка; 10 - границы распространения органогенных построек; 11 - нефтяные месторождения; 12 - газоконденсатные месторождения.

Элементы тектонического районирования: Е - Малоземельско-Колгуевская моноклинал; Е₁ - Нарьян-Марская моноклинал; Е₁⁸ - Западно-Шапкинская приразломная депрессия; Ж - Печоро-Колвинский авлакоген; Ж₁ - Печоро-Кожвинский мегавал; Ж₁¹ - Лебединский вал; Ж₁² - Мутноматериловый вал; Ж₁³ - Нянтаюская ступень; Ж₂ - Денисовский прогиб; Ж₂⁶ - Тибейвисская депрессия; Ж₂⁷ - Лайский вал; Ж₂⁹ - Подминская перемычка; Ж₃ - Колвинский мегавал; Ж₃⁵ - Возейский вал; Ж₃⁶ - Усинский вал; М - Предуральский краевой прогиб; М₄ - Большесынинская впадина; М₄¹ - Нитчемью-Сынинская ступень; М₄² - Вяткинская депрессия.

На рубеже задонского и елецкого времен происходит изменение условий осадконакопления. Данный процесс обусловлен гумидизацией климата, что привело к глинизации бассейна с формированием мощных толщ заполнения и проградацией мелководного шельфа в восточном направлении. По аналогии с предыдущим анализом, проведено сравнение литолого-фациальной карты ООО «ТП НИЦ» с седиментационными моделями Р. Лукса (рис. 4). Согласно проведенному анализу и ранее опубликованным данным [Сенин и др., 2023], в елецкое время изучаемая территория представляла собой мелководный

шельф, который «поглотил» Лодминско-Баяндыскую изолированную платформу, унаследовав лишь восточную полосу рифогенных массивов. Стоит отметить редуцирование полос барьерных органогенных сооружений елецкого возраста, что обусловлено снижением биопродуктивности и преимущественным развитием несkeletalных водорослевых холмов (агглютигермов) на палеобровке карбонатной платформы.

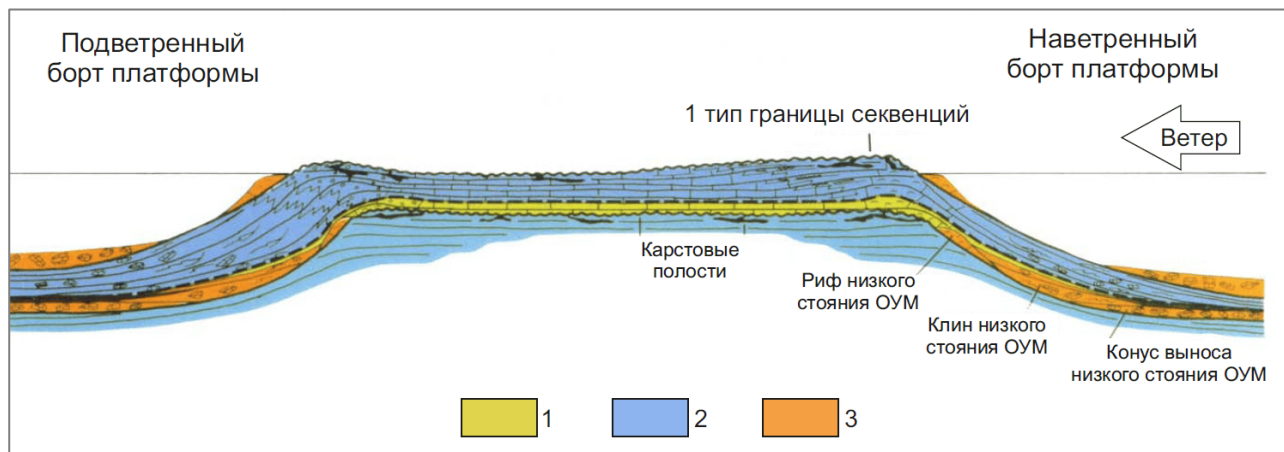


Рис. 3. Седиментационная модель изолированной карбонатной платформы

(по [Handford, Loucks, 1993] с дополнениями)

ОУМ - относительный уровень моря. 1 - трансгрессивный системный тракт; 2 - высокий системный тракт стояния относительного уровня моря; 3 - низкий системный тракт стояния относительного уровня моря.

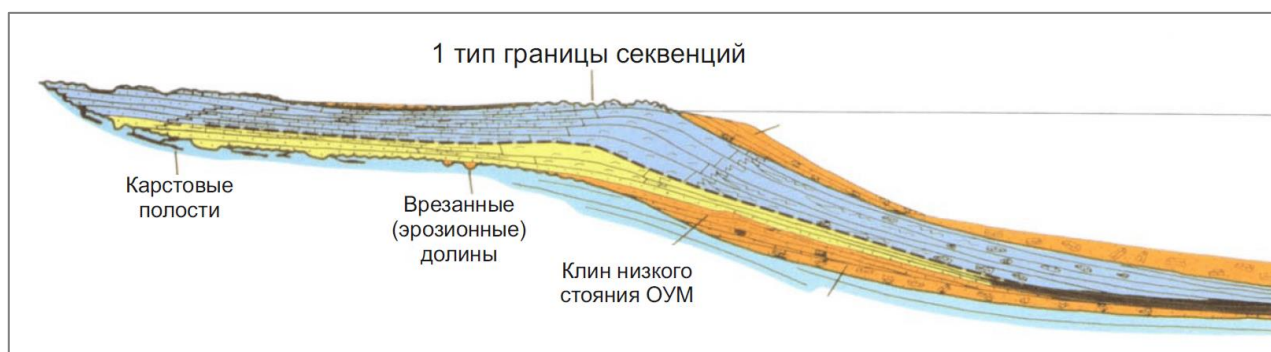


Рис. 4. Седиментационная модель окаймленного мелководного шельфа

(по [Handford, Loucks, 1993] с дополнениями)

Усл. обозначения см. на рис. 3.

В целом, раннефаменские (задонские и елецкие) барьерные рифогенные образования не характеризуются наличием крутых склонов во впадине, чаще они представлены в виде линзовидно-выпуклых иловых холмов, расположенных, в отличие от франских рифов, несколько ниже базиса действия волн. Это связано со сменой процессов биофиксации за счет массового исчезновения каркасных организмов на рубеже франского и фаменского веков и преобладанием организмов-цементаторов (водорослей).

Для верификации модели проанализирован ряд сейсмических профилей изучаемой

территории (рис. 5-6). В качестве опорных поверхностей хроностратиграфического каркаса использованы следующие отражающие горизонты: $\text{III}f_1$ – поверхность предфранского размыва, $\text{III}d$ – подошва доманиковых отложений (подошва карбонатных отложений верхнего девона), $\text{III}fm_1$ – подошва верхнеелецких отложений.

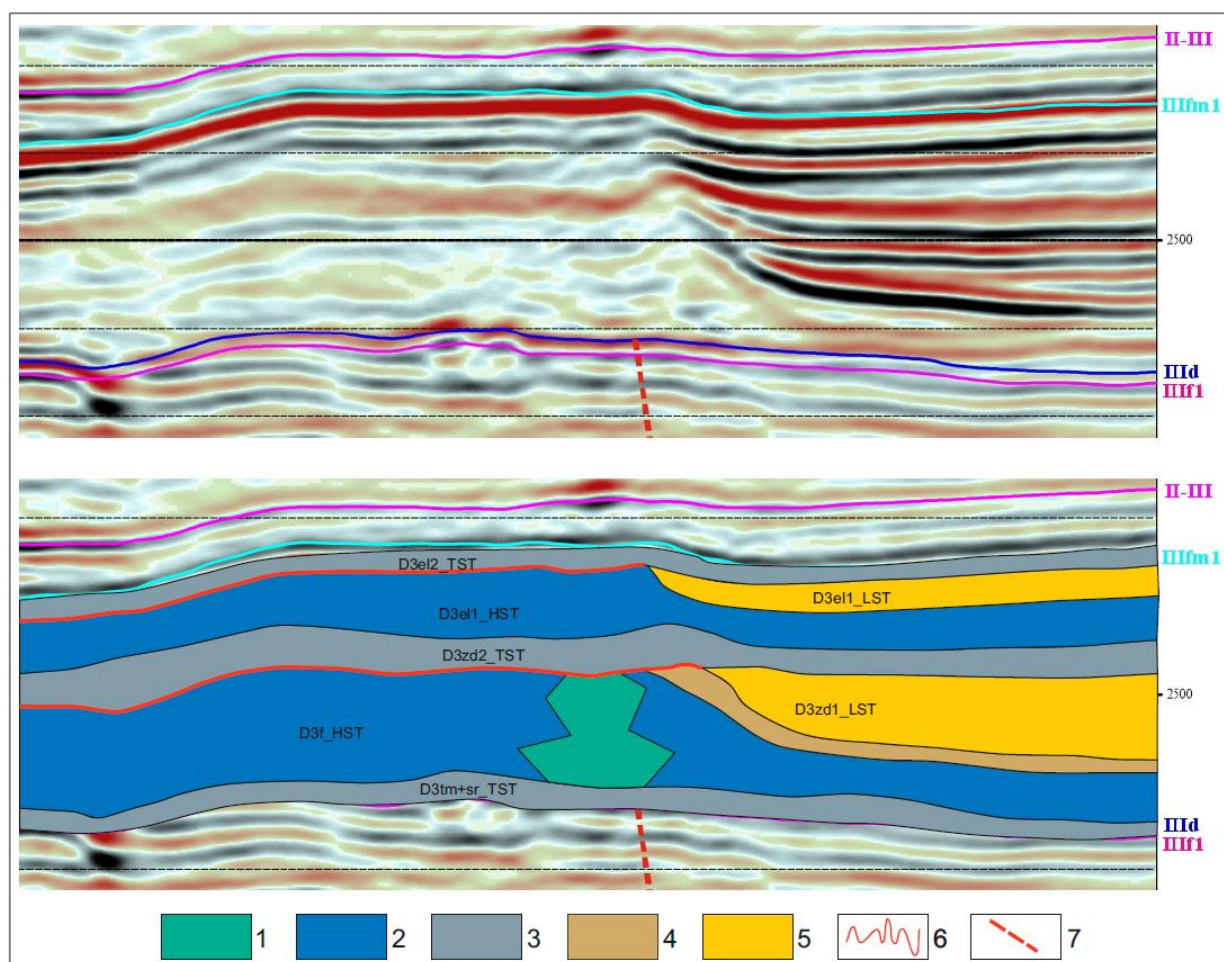


Рис. 5. Выделение системных трактов стояния уровня моря на временном разрезе L2430 месторождения Р

1 - органогенные постройки; 2 - отложения системного тракта высокого стояния относительного уровня моря; 3 - отложения трансгрессивного системного тракта; 4 - отложения системного тракта форсированного падения относительного уровня моря; 5 - отложения системного тракта низкого стояния относительного уровня моря; 6 - границы секвенций; 7 - предполагаемые тектонические нарушения.

На временном разрезе L2430, проходящем через месторождение Р, тиманско-саргаевские отложения, залегающие над эродированными силурийскими образованиями и ограниченные поверхностями $\text{III}f_1$ и $\text{III}d$, являются трансгрессивным системным трактом тиманско-волгоградской секвенции третьего порядка. Тракт высокого стояния уровня моря представлен доманиково-ливленскими отложениями, которые включают в себя полосу барьерных рифовых массивов, прослеживающихся над поверхностью $\text{III}d$ до подошвы задонских трансгрессивных отложений. По волновой картине четко выделяется предрифовый

склон, высокоскоростные сейсмофации органоогенной постройки и зарифового тылового шлейфа. На предрифовый склон налегают отложения тракта низкого стояния уровня моря, начинающегося с форсированной регрессии. Они формируют низкоскоростную толщу заполнения раннезадонского (волгоградского) возраста, представленную карбонатно-глинистыми осадками (см. рис. 5).

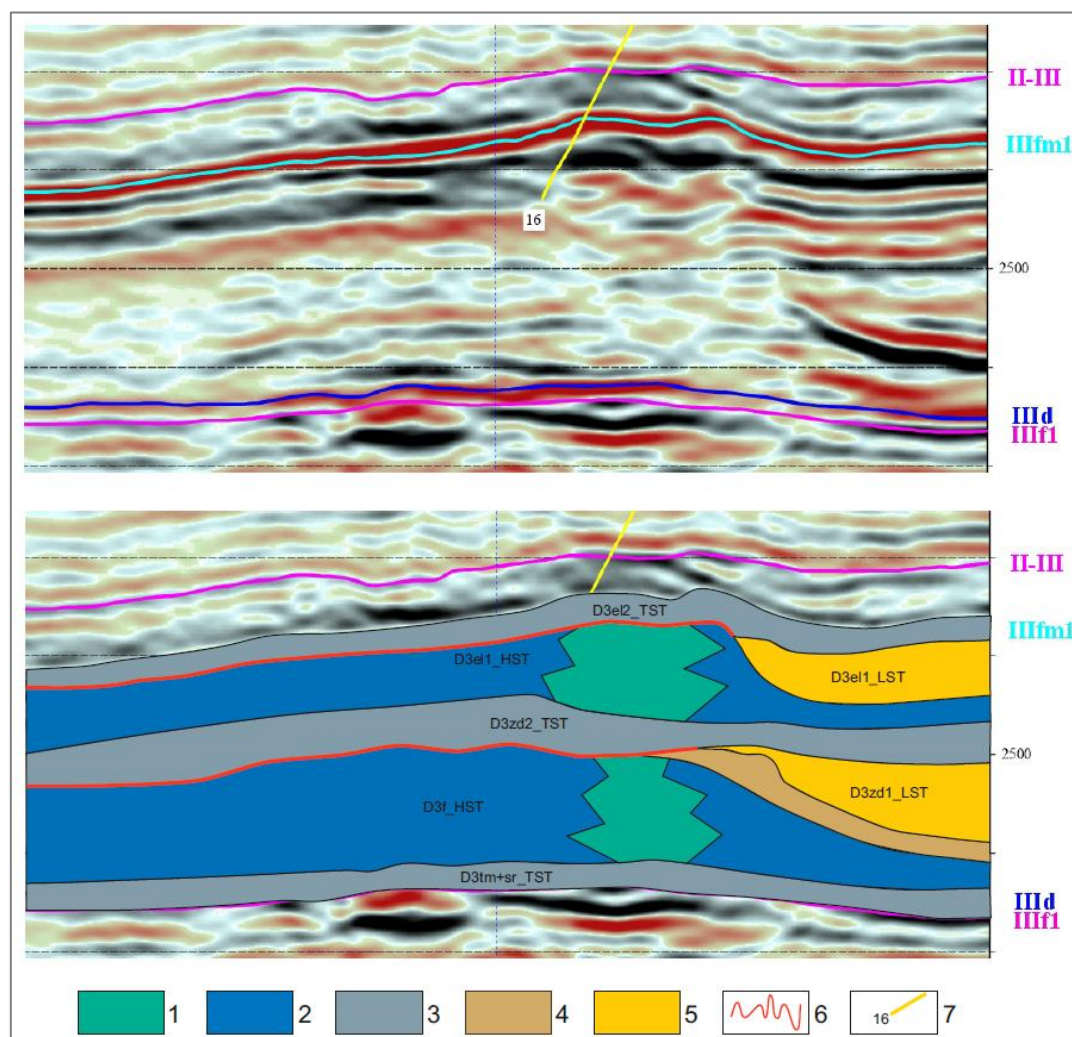


Рис. 6. Выделение системных трактов стояния уровня моря на временном разрезе L2730 месторождения Р

1 - органоогенные постройки; 2 - отложения системного тракта высокого стояния относительного уровня моря; 3 - отложения трансгрессивного системного тракта; 4 - отложения системного тракта форсированного падения относительного уровня моря; 5 - отложения системного тракта низкого стояния относительного уровня моря; 6 - границы секвенций; 7 - траектория скважины и ее номер.

Над поверхностью размыва франских рифов и толщей заполнения прослеживается задонский трансгрессивный системный тракт стояния уровня моря. Помимо выдержанности фазы на всем протяжении временного разреза следует отметить и ее толщину, а это в свою очередь коррелирует с тем фактом, что трансгрессия приводит к формированию в зоне

сублиторали мощных толщ карбонатных пород и началу роста органогенных построек [Жемчугова, 2014а, б]. Тракт высокого стояния уровня моря на данном временном разрезе характеризуется выдержанной волновой картиной, сейсмofация органогенной постройки не выделяется, что может говорить о зоне развития карбонатной отмели. В строении тракта низкого стояния уровня моря отсутствуют отложения, связанные с форсированной регрессией, а сама нижнеелецкая (аналог дутовской) толща заполнения обладает меньшей мощностью. Задонско-нижнеелецкая секвенция перекрывается трансгрессивными верхнеелецкими глинистыми отложениями, выступающими в качестве покрывки для месторождений изучаемого участка. Трансгрессивные отложения четко маркируются по поверхности Pfm_1 . Производя сравнительный анализ полученной концептуальной модели и седиментационных моделей Р. Лукса, можно с уверенностью говорить, о эволюции изолированной карбонатной платформы в окаймленный шельф под влиянием тектонических факторов.

С целью подтверждения концептуальной модели и выявления органогенных построек в нижнеелецких отложениях тракта высокого стояния уровня моря проинтерпретирован еще ряд временных разрезов.

На временном разрезе L2730, проходящем через месторождение Р, в нижнеелецких отложениях тракта высокого стояния уровня моря выделяется сейсмofация органогенной постройки. Концептуальная модель имеет аналогичную архитектуру, что подтверждает выявленную стадийность развития карбонатной платформы (см. рис. 6).

Таким образом, проведя интерпретацию временных разрезов, можно с уверенностью сказать об аналогичности геологического строения на различных участках изучаемой территории, а также правильности концептуальных представлений авторов. Результатом является установление цикличности развития карбонатной платформы и рифогенных массивов на основе применения методики секвентной стратиграфии и выделения секвенций третьего порядка – тиманско-волгоградская, задонско-нижнеелецкая и ниже-верхнеелецкая (рис. 7).

Литолого-фациальный анализ рифогенных формаций

Для установления литолого-фациальной зональности и выявления интервалов развития коллекторов с оптимальными фильтрационно-емкостными свойствами в структуре природного резервуара нижефаменских отложений произведен анализ распределения литотипов. При описании шлифов использовались структурные классификации В.Г. Кузнецова [Кузнецов, 1992] для карбонатных пород, с целью краткой характеристики структуры применялась классификация Р. Данхема [Dunham, 1962]. Проведено изучение кернового материала и петрографических шлифов по данным 21 скважины, при этом первоочередными задачами являлись диагностика литотипов горных пород и определение их

принадлежности к определенному фациальному поясу Дж. Уилсона [Уилсон, 1980]. Наряду с изучением керна материала, проанализированы данные ГИС по 40 скважинам, в которых использован принятый для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции комплекс промыслово-геофизических исследований в перспективных интервалах разреза.

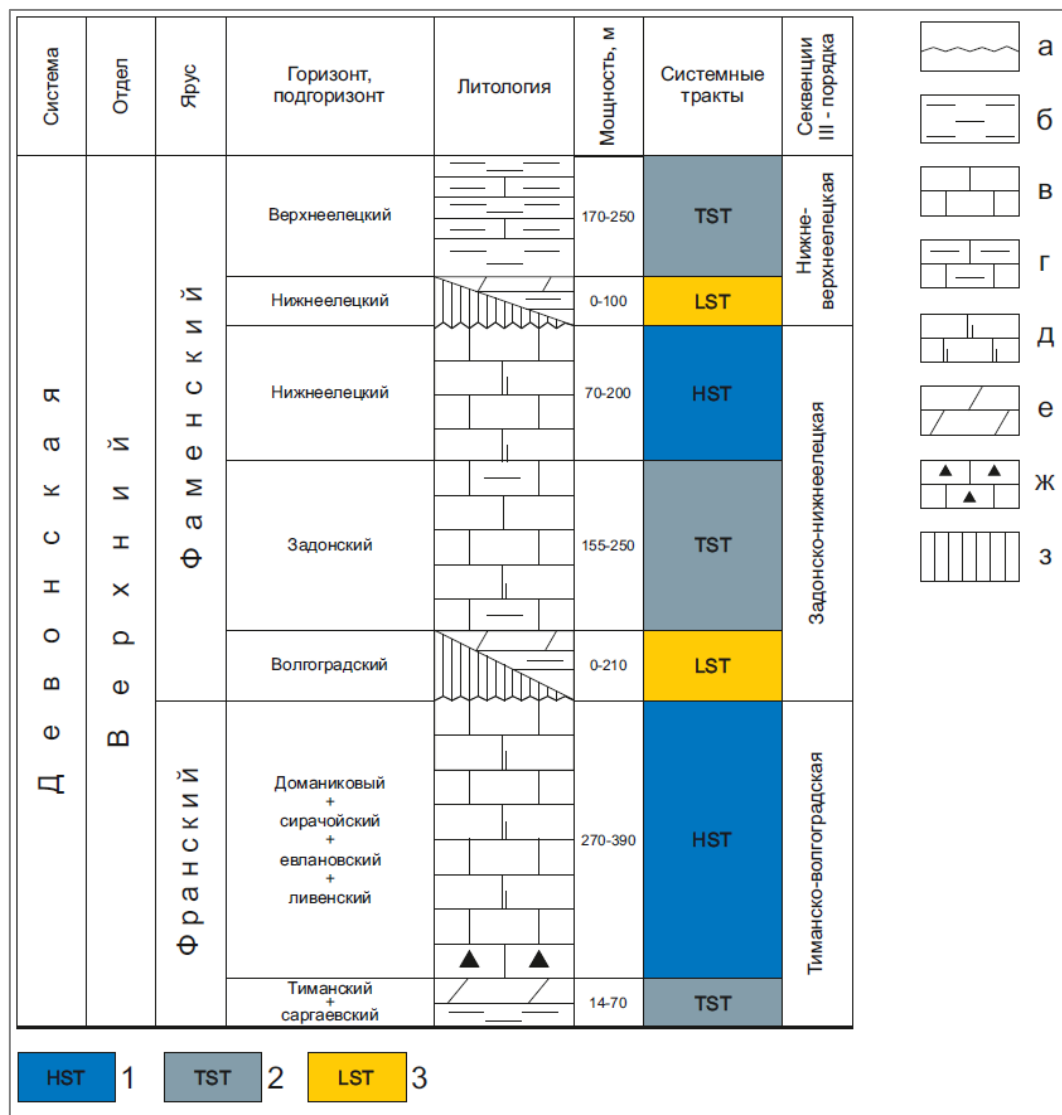


Рис. 7. Сводная литолого-стратиграфическая колонка с указанием системных трактов стояния уровня моря

Секвенс-стратиграфические подразделения: 1 - системный тракт высокого стояния; 2 - трансгрессивный системный тракт; 3 - системный тракт низкого стояния.

а - стратиграфическое несогласие; б - аргиллиты; в - известняки; г - глинистые известняки; д - известняки доломитизированные; е - мергели; ж - битуминозные известняки; з - отсутствие отложений.

Передовой склон карбонатной платформы охарактеризован керна скв. 2 месторождения В. Породы елецкого возраста содержат признаки среды с высокой гидродинамикой, что выражается в наличии грубого биокластического материала. Залегающая на передовом склоне толща заполнения по керну сложена терригенно-карбонатными породами (рис. 8).

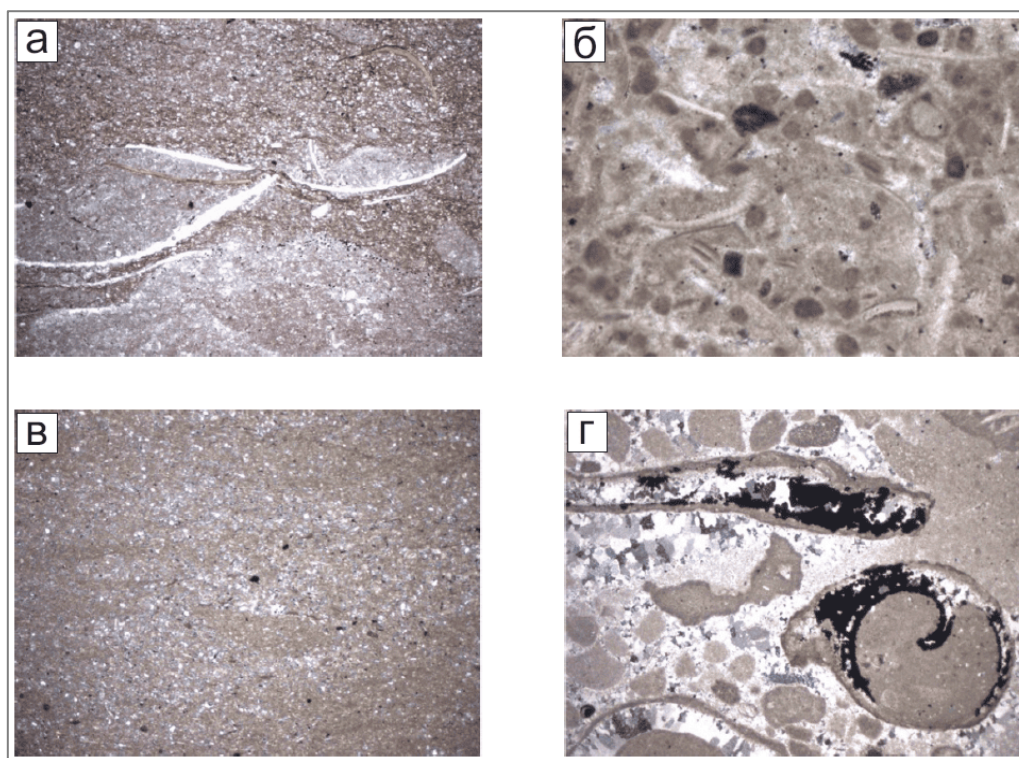


Рис. 8. Фото ассоциации литотипов передового склона карбонатной платформы
а - ЛТ-7 известняк глинистый интракластово-детритовый (D_{3el}); б - ЛТ-8 известняк комковато-детритовый (D_{3el}); в - ЛТ-9 мергель алевроитистый (D_{3el}); г - ЛТ-10 известняк микритовый интракластовый (D_{3el}).

Отложения края карбонатной платформы с рифогенным и отмельным типом разреза представлены в ряде скважин на изучаемой площади. Отличительной чертой рифогенного разреза является наличие скелетных и нескелетных рифостроителей, которые образовывали единый недезинтегрированный матрикс (рис. 9).

Край карбонатной платформы с отмельным типом разреза представлен породами, сформированными в результате воздействия активной гидродинамики, которая приводила к разрушению агглютигермов и способствовала накоплению детритового материала (рис. 10).

Пояс песков края платформы формирует тыловой шлейф рифогенных систем, который в свою очередь представлен переотложенными продуктами разрушения агглютигермов. Для пород характерна хорошая отсортированность и обедненность фаунистическими остатками вследствие постоянного движения субстрата (рис. 11).

Морские мелководные платформенные фации расположены позади пояса песков края платформы и характеризуются весьма разнообразными породными ассоциациями. Так, в керне скв. 2-А выявлены признаки низкой гидродинамики, что выражается в наличии слоистых текстур, ила и многочисленных остатков фауны. В свою очередь в керне скв. 11-А отмечены интракласты и грейнстоуны, которые накапливались в межрифовом проливе в непосредственной близости от зоны разрушения рифогенных массивов (рис. 12).

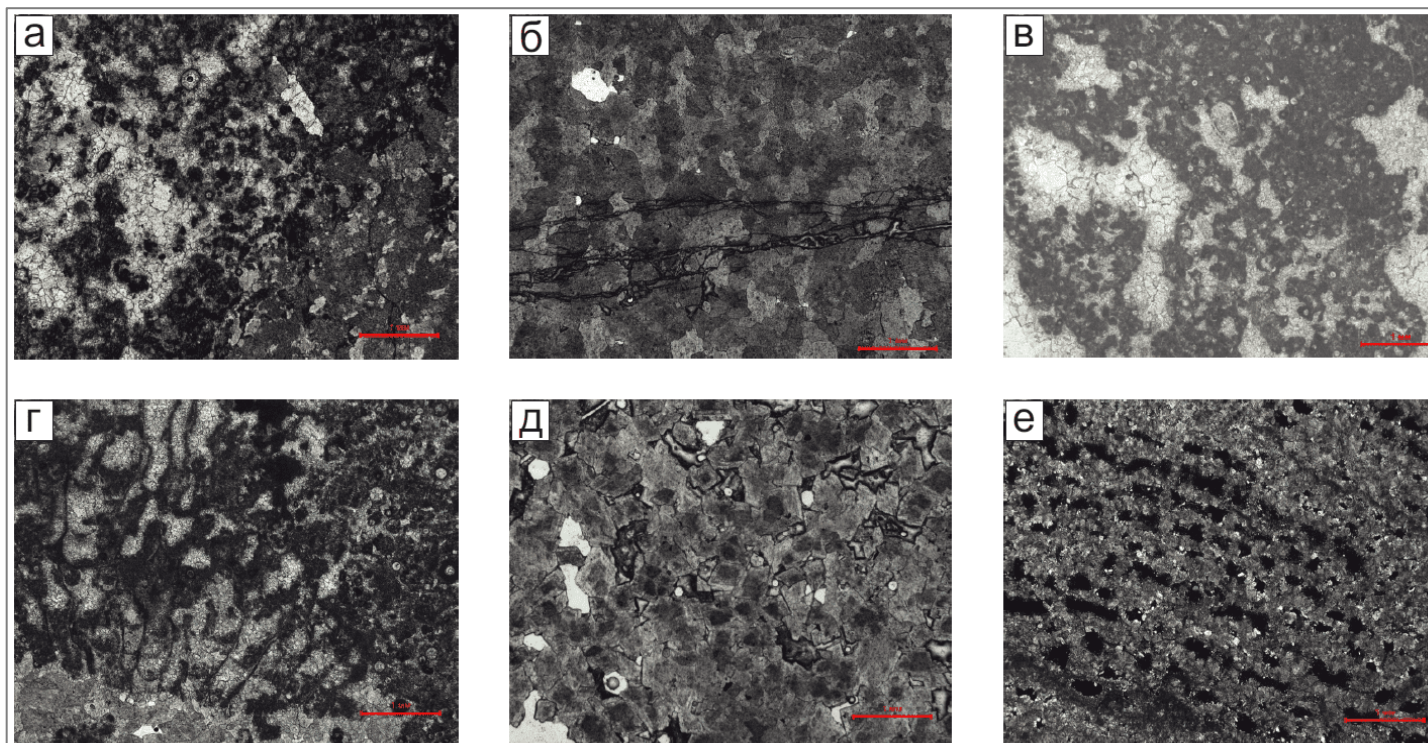


Рис. 9. Фото ассоциации литотипов края карбонатной платформы с рифогенным типом разреза

а - ЛТ-1 известняк сферо-узорчатый доломитизированный (D_{3el}); б - ЛТ-2 доломит ксеноморфный (D_{3el}); в - ЛТ-3 известняк сферо-узорчатый (D_{3el}); г - ЛТ-4 известняк биогермный (баундстоун) (D_{3el}); д - ЛТ-5 доломит гипидиоморфный (ромбический) (D_{3el}); е - ЛТ-6 известняк строматопоровый (D_{3zd}).

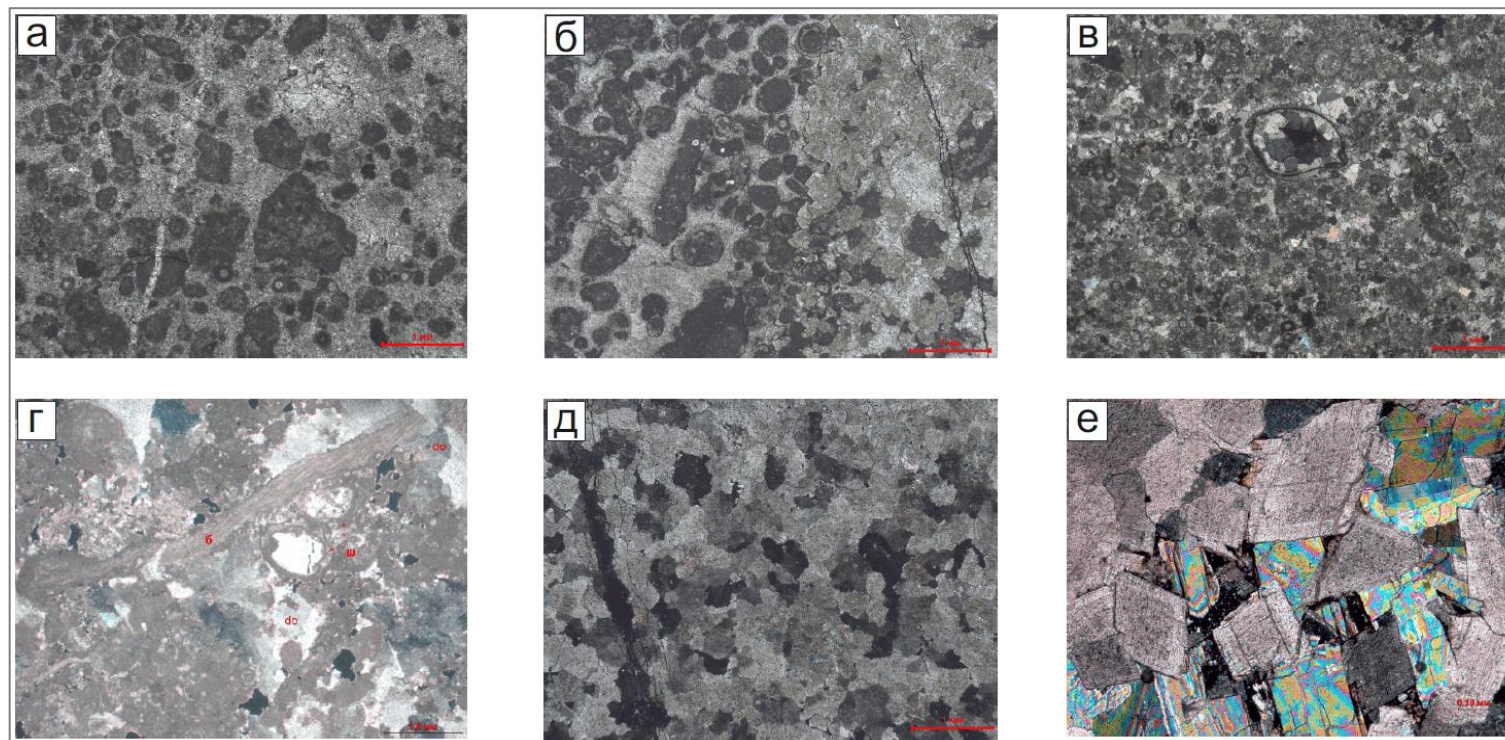


Рис. 10. Фото ассоциации литотипов края карбонатной платформы с отмельным типом разреза

а - ЛТ-16 известняк сгустково-комковатый, онкоидный (D_{zel}); б - ЛТ-17 известняк сгустково-комковатый, онкоидный, доломитизированный (D_{zel}); в - ЛТ-13 известняк сгустково-комковатый (D_{zel}); г - ЛТ-18 известняк пеллоидно-детритовый (D_{zld}); д - ЛТ-2 доломит ксеноморфный (D_{zel}); е - Т-5 доломит гипидиоморфный (ромбический) (D_{zel}).

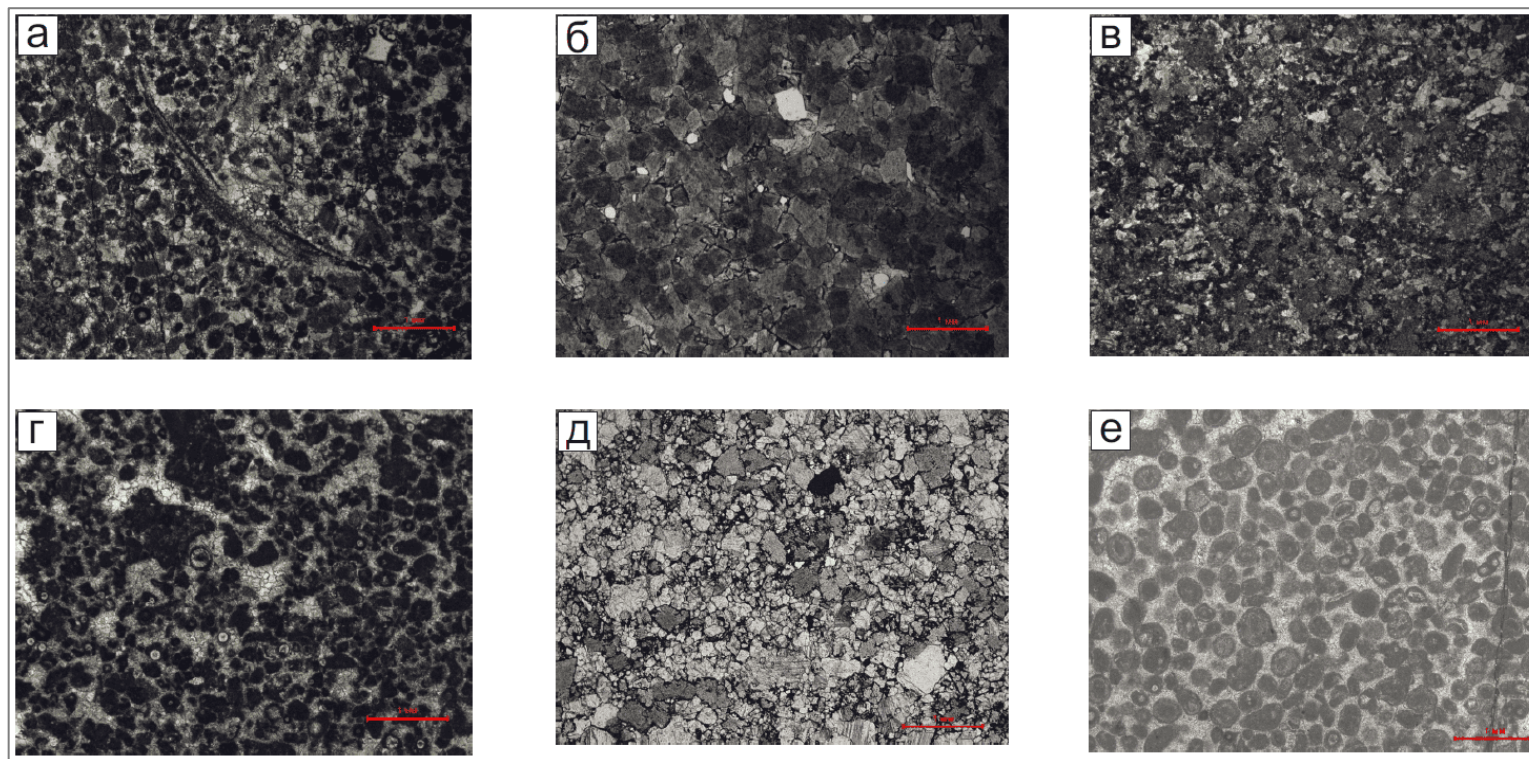


Рис. 11. Фото ассоциации литотипов пояса песков края платформы

а - ЛТ-11 известняк пелоидный (D_{3el}); б - ЛТ-5 доломит гипидиоморфный (ромбический) (D_{3el}); в - ЛТ-12 известняк пелоидный доломитизированный (D_{3el}); г - ЛТ-13 известняк сгустково-комковатый (D_{3el}); д - ЛТ-14 известняк литокластовый (D_{3el}); е - ЛТ-15 известняк ооидный (D_{3el}).

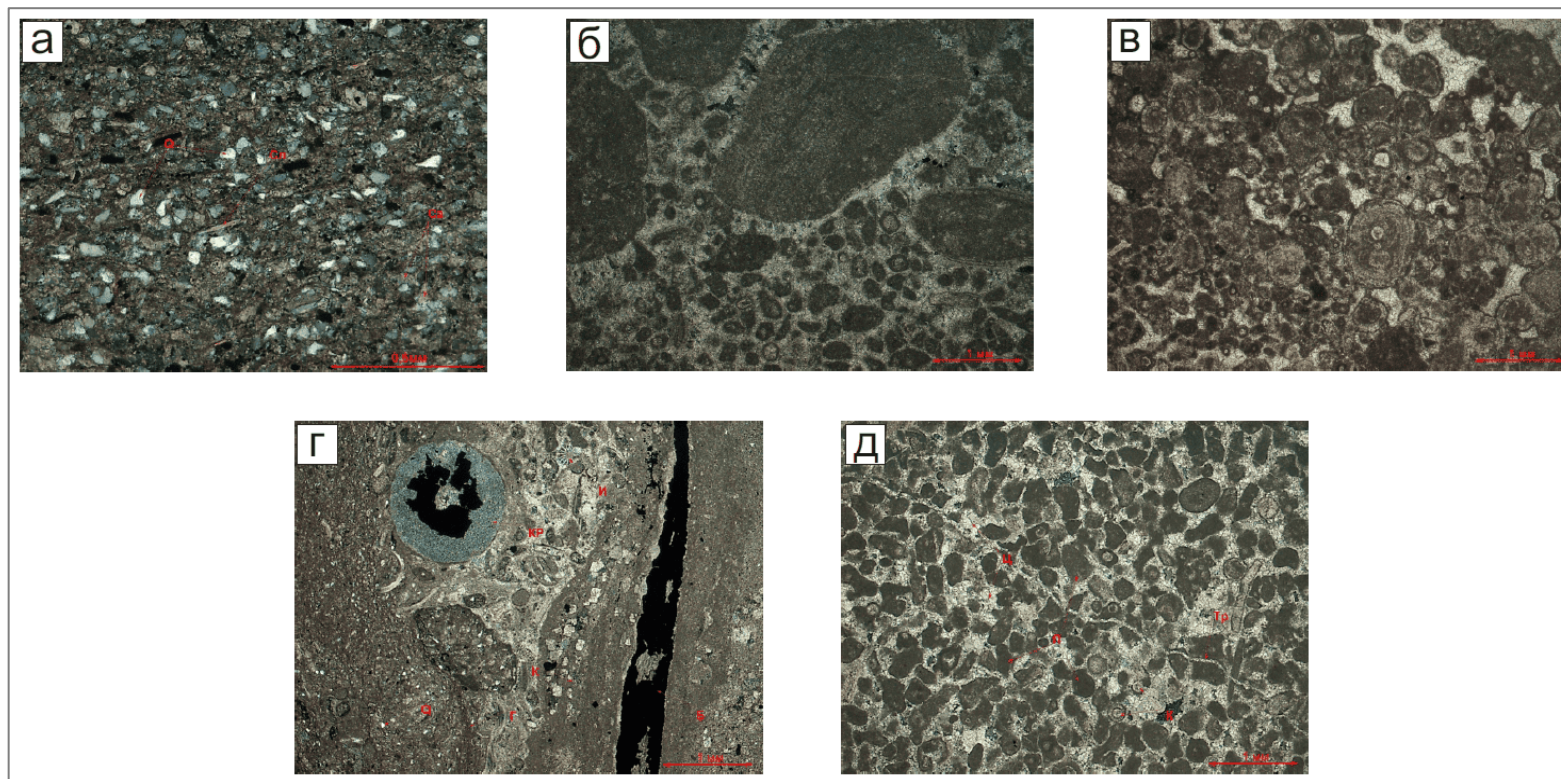


Рис. 12. Фото ассоциации литотипов мелководных платформенных фаций

а - ЛТ-19 карбонатно-терригенная порода (D_{3el}); б - ЛТ-20 известняк интракластово-пеллоидный (D_{3el}); в - ЛТ-22 известняк пизолитовый (D_{3el}); г - ЛТ-21 известняк глинистый иламово-полидетритовый (D_{3el}); д - ЛТ-11 известняк пеллоидный (D_{3el}).

Фациальная зональность как фактор, определяющий коллекторский потенциал рифогенных отложений

Согласно многочисленным исследованиям отечественных и зарубежных ученых, а также опыту проведения геологоразведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, большинство коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными параметрами сосредоточено в пятом и шестом поясах Уилсона, соответствующим фациям экологического рифа и песков края платформы. В рифовых постройках барьерного типа высокые коллекторы также встречены в четвертом и седьмом поясах, соответствующим предрифовому склону и морским платформенным фациям [Кузнецов, 1992]. При анализе пористости продуктивных отложений месторождения Р, полученной в результате исследований ФЕС на керне и по материалам ГИС, получены следующие результаты:

- край карбонатной платформы с развитием рифогенных массивов $K_{\text{п}} - 4-21,7\%$, при средневзвешенном значении 10%;
- край карбонатной платформы с развитием отмелей $K_{\text{п}} - 4-17,6\%$, при средневзвешенном значении 9%;
- пояс песков края платформы $K_{\text{п}} - 4-15,8\%$, при средневзвешенном значении 7%.

Следующий шаг исследований заключался в сравнении полученных результатов с классификацией карбонатных пород-коллекторов нефти и газа И.А. Конюхова [Бурлин, Конюхов, Карнюшина, 1991]. В результате установлено, что среди отложений края карбонатной платформы с рифогенным типом разреза распространены коллекторы группы А (высшей емкости, $K_{\text{п}} > 15\%$). Край карбонатной платформы с отмельным типом разреза также характеризуется наличием коллекторов группы А. Коллекторы песков края платформы относятся к группе Б (средней емкости $K_{\text{п}} - 5-15\%$).

На основе анализа карты разработки фаменских отложений месторождения Р установлено, что скважины, пробуренные вблизи бровки предрифового склона, обладают более высокими дебитами по сравнению с теми, которые расположены в тыловой части (рис. 13). Данные закономерности отвечают исследованиям других авторов, которые указывают на высокие перспективы резервуара в зоне развития экологических рифов и карбонатных отмелей, что подтверждается анализом дебитов на других месторождениях [Кузнецов, 1992; Жемчугова, 2014а, б]. Аналогичная зависимость выявлена на Восточно-Ламбейшорском месторождении, расположенном в пределах Лодминско-Баяндынской карбонатной платформы севернее района исследований [Ширинкин, 2021].

Выводы

На основе применения методики стратиграфии секвенций и детального литолого-

фациального анализа уточнена концептуальная модель Лодминско-Баяндыской карбонатной платформы, учитывающая генетическую природу и последовательность формирования карбонатных отложений. Выделены секвенции третьего порядка – тиманско-волгоградская, задонско-нижнеелецкая и нижне-верхнеелецкая.

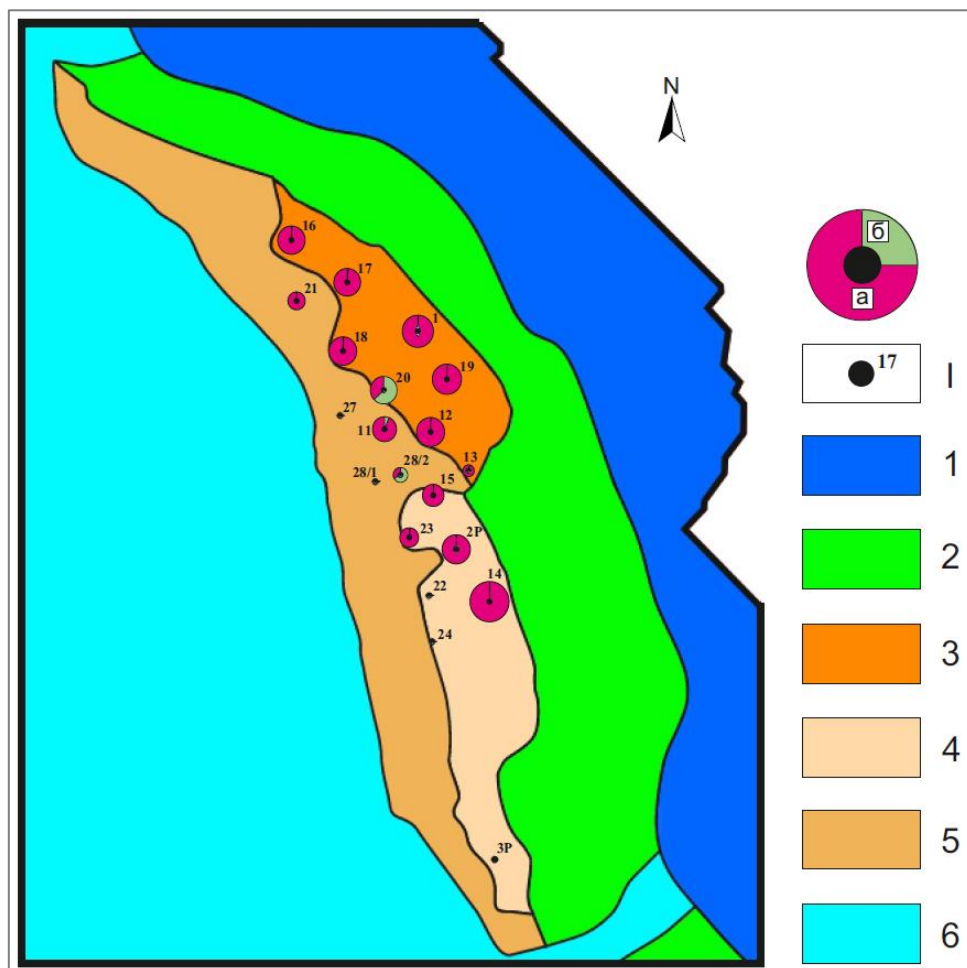


Рис. 13. Литолого-фациальная карта елецких отложений месторождения Р и дебиты флюида добывающего фонда скважин

Характеристика флюида и его величина (размер окружности зависит от величины дебита): а - нефть, б - вода. I - скважина и ее номер; фациальные зоны: 1 - бассейновые и глубоководно-шельфовые фации; 2 - фации передового склона карбонатной платформы; 3 - рифогенные массивы (фации края платформы); 4 - карбонатные отмели (фации края платформы); 5 - пояс песков края платформы; 6 - морские платформенные мелководные фации.

При анализе кернового материала и литолого-петрографических шлифов произведена литотипизация продуктивных задонских и елецких отложений, которая позволила по скважинным данным оконтурить зоны передового склона карбонатной платформы, края карбонатной платформы с отмельным и рифогенным типами разреза, пояса песков края платформы, а также мелководно-шельфовых платформенных фаций.

В результате анализа фациальной зональности и гидродинамических характеристик по

действующим скважинам установлены закономерности приуроченности высокочемких коллекторов к фациальным зонам рифогенных массивов и карбонатных отмелей края карбонатной платформы, а также выполнен прогноз зон развития высокочембитных коллекторов на примере месторождения Р. При проектировании дальнейших геологоразведочных работ на других участках Лодминско-Баяндыской карбонатной платформы с подготовленными нефтегазоперспективными объектами необходимо планировать комплекс геолого-геофизических исследований, позволяющих реконструировать историю геологического развития объекта, особенности седиментации и литолого-фациальной изменчивости отложений, определяющих коллекторский потенциал продуктивного интервала разреза.

Литература

Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). - Екатеринбург: УрО РАН, 2004. - 304 с.

Беляева Н.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы // Автореф. дисс. ... докт. геол.-мин. наук. - М.: МГУ, 2000. - 50 с. EDN: [ZKKBFN](#)

Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). - СПб.: Наука, 1998. - 154 с. EDN: [YNXJWN](#)

Берлин Ю.М., Грачевский М.М., Дубовский И.Т., Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. - М: Недра, 1969. - 299 с.

Богданов Б.П. Особенности строения верхнедевонских карбонатных органогенных построек Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности // Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. - Ухта: ТПО ВНИГРИ, 1989. - 246 с.

Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ: учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1991. - 286 с.

Жемчужова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие для вузов. - М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014а. - 344 с. EDN: [QTFOII](#)

Жемчужова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. - М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014б. - 232 с.

Журавлева Л.М., Кузнецов В.Г. Характер экранирования залежей углеводородов в рифах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2021. - Т.355. - №7. - С. 5-12. EDN: [QIHUJO](#)

Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. - М.: Недра, 1992. - 240 с. EDN: [TOAKQR](#)

Мартынов Э.А. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Сандивейской карбонатной постройки (Тимано-Печорская провинция) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т.9. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/50_2014.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/50_2014](#)

Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. - М.: Наука, 1989. - 133 с.

Парасына В.С., Соломатин А.В., Шлезингер А.Е. Печорский позднедевонско-раннекаменноугольный глубоководный бассейн // Геотектоника. - 1989. - №5. - С. 82-92.

Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). - СПб:

Недра, 2007. - 151 с. EDN: [QKHEVL](#)

Пармузина Л.В., Кокин П.Н. Строение верхнедевонско-нижнетурнейского нефтегазоносного комплекса юга Печоро-Колвинского авлакогена и Среднепечорского поперечного поднятия. - Л.: ВНИГРИ, 1986. - С. 96-102.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf EDN: [OYOEMB](#)

Прищепа О.М., Боровиков И.С., Грохотов Е.И. Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования // Записки Горного института. - 2021. - Т.247. - С. 66-81. DOI: [10.31897/PMI.2021.1.8](#)

Прищепа О.М., Синица Н.В., Ибатуллин А.Х. Оценка влияния литолого-фациальных условий на распределение органического углерода в «доманиковых» верхнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции // Записки Горного института. - 2024. - Т. 268. - С. 535-551. EDN: [JPUKCM](#)

Сенин С.В., Никонов Н.И., Саитгараев А.Д., Григоренко Т.И., Петренко Е.Л., Юнин И.А. Уточнение модели строения среднефранско-нижнефаменских рифогенных отложений Денисовского прогиба // Тимано-Печорский и прилегающие нефтегазоносные бассейны: геологическое строение и новые направления геолого-поисковых работ на нефть и газ для наращивания минерально-сырьевой базы. - 2023. - С. 12-20. EDN: [UCJLIZ](#)

Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов, З.В. Ларионова, В.М. Ласкин, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова, О.Л. Ермакова, П.К. Костыгова, Т.И. Куранова, К.А. Москаленко, Ю.А. Панкратов, Е.Л. Петренко, Е.В. Попова, А.И. Сурина, Г.А. Шабанова. - Ухта: МПР РК, ГУП РК ТП НИЦ, 2000. - 63 с.

Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории (пер. с англ. под ред. В.Т. Фролова). - М.: Недра, 1980. - 464 с.

Ширинкин Д.О. Анализ влияния фациального строения на разработку и эксплуатацию Восточно-Ламбейшорского месторождения Тимано-Печорской провинции // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. - 2021. - Т. 1. - С. 67-71. EDN: [RLCFOD](#)

Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // AAPG. - 1962. - Vol. 1. - P. 108-121.

Handford C.R., Loucks R.G. Carbonate depositional sequences and systems tracts - responses of carbonate platform to relative sea-level changes // AAPG. - 1993. - Vol. 57. - P. 3-41.

Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vai P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. An overview of sequence stratigraphy and key definitions. In Wilgus C.K., Hastings B.S., Kendall C.G.St.C., Posamentier H.W., Ross C.A., Van Wagoner J.C. (Eds.). Sea level changes - an integrated approach // SEPM Special Publication. - 1988. - Vol. 42. - P. 39-45.

Wright V.P., Burchette T.P. Shallow-Water Carbonate Environments. In: Reading H.G. (Eds.), Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy, Black-well Science, Oxford, 1996, 325-394.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 22.09.2025

Published 05.11.2025

Kolesnikov E.V., Martynov A.V., Zharkov A.M., Kalinin D.F.

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia,
egor.02.07@mail.ru, martynov_av@pers.spmi.ru, Zharkov_AM@pers.spmi.ru,
kalinin_df@pers.spmi.ru

GEOLOGICAL STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS OF THE LODMIN-BAYANDY ISOLATED CARBONATE PLATFORM

The article presents the results of an analysis of the geological structure and development history of the Lodmin-Bayandy carbonate platform in the Timan-Pechora petroleum province. Isolated carbonate platforms of the Domanik-Tournaisian petroleum intricate structure have increasingly attracted the attention of oil and gas companies in recent years due to the dwindling number of significant exploration targets within barrier reef massifs, which were previously considered the most promising. Modern exploration methods in zones with complex reservoir distributions demonstrate higher drilling success rates when used in an integrated approach to studying the geological model of the reservoir. A reconstruction of Famennian sedimentation conditions was performed based on a detailed study of the lithological composition of productive Zadonsk-Yelets strata and the identification of carbonate rock lithotypes associated with the J. Wilson facies type belts. Analysis of production rates established that Famennian reservoirs with the best reservoir properties belong to the facies zones of reef massifs and carbonate shoals at the platform margin.

Keywords: barrier reef massif, lithotype, J. Wilson facies type belt, Famennian reservoir, Lodmin-Bayandy isolated carbonate platform, Timan-Pechora petroleum province.

For citation: Kolesnikov E.V., Martynov A.V., Zharkov A.M., Kalinin D.F. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i usloviy formirovaniya Lodminsko-Bayandyskoy izolirovannoy karbonatnoy platformy [Geological structure and formation conditions of the Lodmin-Bayandy isolated carbonate platform]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/41_2025.html EDN: OBGOTB

References

Antoshkina A.I. *Rifobrazovanie v paleozoe (sever Urala i sopredel'nye oblasti)* [Reef formation in the Paleozoic (northern Urals and adjacent regions)]. Ekaterinburg: UrO RAN, 2004, 304 p. (In Russ.).

Belyaeva N.V. *Model' sedimentatsii fransko-turneyskikh otlozheniy na severo-vostoke Evropeyskoy platformy* [Sedimentation model of Frasnian-Tournaisian strata in the northeast of the European Platform]. Avtoref. diss. ... dokt. geol.-min. nauk. Moscow: MGU, 2000, 50 p. (In Russ.). EDN: [ZKKBFN](#)

Belyaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. *Model' sedimentatsii fransko-turneyskikh otlozheniy na severo-vostoke Evropeyskoy platformy (v svyazi s formirovaniem rifovykh rezervuarov)* [Sedimentation model of Frasnian-Tournaisian strata in the northeast of the European Platform (in connection with the formation of reef reservoirs)]. Saint-Petersburg: Nauka, 1998, 154 p. (In Russ.). EDN: [YNXJWN](#)

Berlin Yu.M., Grachevskiy M.M., Dubovskiy I.T., Ul'mishek G.F. *Korrelyatsiya raznofatsial'nykh tolshch pri poiskakh nefi i gaza* [Correlation of different facies strata in the search for oil and gas]. Moscow: Nedra, 1969, 299 p. (In Russ.).

Bogdanov B.P. *Osobennosti stroeniya verkhnedevonskikh karbonatnykh organogennykh postroek Timano-Pechorskoy provintsii v svyazi s perspektivami neftegazonosnosti* [Structural features of the Upper Devonian carbonate organogenic structures of the Timan-Pechora petroleum province in connection with the prospects of oil and gas]. Disc. ... kand. geol.-min. nauk. Ukhta:

TPO VNIGRI, 1989, 246 p. (In Russ.).

Burlin Yu.K., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E. *Litologiya neftegazonosnykh tolshch: uchebnoe posobie dlya vuzov* [Lithology of petroleum Formations]. Moscow: Nedra, 1991, 286 p. (In Russ.).

Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *AAPG*, 1962, vol. 1, pp. 108-121.

Handford C.R., Loucks R.G. Carbonate depositional sequences and systems tracts - responses of carbonate platform to relative sea-level changes. *AAPG*, 1993, vol. 57, pp. 3-41.

Kuznetsov V.G. *Prirodnye rezervuary nefti i gaza karbonatnykh otlozheniy* [Reservoirs of oil and gas from carbonate strata]. Moscow: Nedra, 1992, 240 p. (In Russ.). EDN: [TOAKQR](#)

Martynov E.A. Novye dannye o perspektivakh neftegazonosnosti Sandiveyskoy karbonatnoy postroyki (Timano-Pechorskaya provintsiiya) [New data on the petroleum potential of the Sandiveysk carbonate structure (Timan-Pechora province)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2014, vol. 9, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/50_2014.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/50_2014](#)

Menner V.V. *Litologicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoyskikh tolshch severo-vostoka Russkoy platformy* [Lithological criteria of oil and gas potential of Paleozoic strata of the northeastern Russian platform]. Moscow: Nauka, 1989, 133 p. (In Russ.).

Parasya V.S., Solomatin A.V., Shlezinger A.E. Pechorskiy pozdnedevonsko-rannekamennugol'nyy glubokovodnyy basseyn [Pechora Late Devonian - Early Carboniferous deep-sea basin]. *Geotektonika*, 1989, no. 5, pp. 82-92. (In Russ.).

Parmuzina L.V. *Verkhnedevonskiy kompleks Timano-Pechorskoy provintsii (stroenie, usloviya obrazovaniya, zakonmernosti razmeshcheniya kollektorov i neftegazonosnost')* [Upper Devonian play of Timan-Pechora petroleum province (structure, conditions of formation, patterns of reservoir placement and oil and gas potential)]. St. Petersburg: Nedra, 2007, 151 p. (In Russ.). EDN: [QKHEVL](#)

Parmuzina L.V., Kokin P.N. *Stroenie verkhnedevonsko-nizhneturneyskogo neftegazonosnogo kompleksa yuga Pechoro-Kolvinskogo avlakogena i Srednepechorskogo poperechnogo podnyatiya* [The structure of the Upper Devonian-Lower Tournaisian play in the south of the Pechora-Kolva aulacogen and the Sredne-Pechora transverse uplift]. Leningrad: VNIGRI, 1986, pp. 96-102. (In Russ.).

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegazogeologicheskom rayonirovanii Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [The Timan-Pechora petroleum province - new tectonical insight]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol.6, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (In Russ.). EDN: [OYOEMB](#)

Prishchepa O.M., Borovikov I.S., Grokhotov E.I. Neftegazonosnost' maloizuchennoy chasti severo-zapada Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii po rezul'tatam basseynovogo modelirovaniya [Oil and gas potential of the poorly-studied part of the north-west of the Timan-Pechora petroleum province according to basin modeling results]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2021, vol. 247, pp. 66-81. (In Russ.). DOI: [10.31897/PMI.2021.1.8](#)

Prishchepa O.M., Sinitsa N.V., Ibatullin A.Kh. Otsenka vliyaniya litologo-fatsial'nykh usloviy na raspredelenie organicheskogo ugleroda v «domanikovykh» verkhnedevonskikh otlozheniyakh Timano-Pechorskoy provintsii [Assessment of the influence of lithological and facies conditions on the distribution of organic carbon in the "Domanic" Upper Devonian strata of the Timan-Pechora province]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2024, vol. 268, pp. 535-551. (In Russ.). EDN: [JPUKCM](#)

Senin S.V., Nikonov N.I., Saetgaraev A.D., Grigorenko T.I., Petrenko E.L., Yunin I.A. Utochnenie modeli stroeniya srednefransko-nizhnefamenskikh rifogennykh otlozheniy Denisovskogo progiba [Refinement of the structural model of the Middle Frasnian - Lower Famennian reefogenic strata of the Denisov trough]. *Timano-Pechorskiy i prilegayushchie neftegazonosnye basseyny: geologicheskoe stroenie i novye napravleniya geologo-poiskovykh rabot*

na neft' i gaz dlya narashchivaniya mineral'no-syr'evoy bazy, 2023, pp. 12-20. (In Russ.). EDN: [UCJLIZ](#)

Shirinkin D.O. Analiz vliyaniya fatsial'nogo stroeniya na razrabotku i ekspluatatsiyu Vostochno-Lambeyshtorskogo mestorozhdeniya Timano-Pechorskoy provintsii [Analysis of the impact of the facies structure on the development and production of the Vostochno-Lambeyshtor field in the Timan-Pechora province]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2021, vol. 1, pp. 67-71. (In Russ.). EDN: [RLCFOD](#)

Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn. Atlas geologicheskikh kart [Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps]. N.I. Nikonov, V.I. Bogatskiy, A.V. Martynov, Z.V. Larionova, V.M. Laskin, L.V. Galkina, E.G. Dovzhikova, O.L. Ermakova, P.K. Kostygova, T.I. Kuranova, K.A. Moskalenko, Yu.A. Pankratov, E.L. Petrenko, E.V. Popova, A.I. Surina, G.A. Shabanova. Ukhta: MPR RK, GUP RK TP NITs, 2000, 63 p. (In Russ.).

Uilson Dzh.L. *Karbonatnye fatsii v geologicheskoy istorii* [Carbonate facies in geological history]. Translated from English edited by V.T. Frolov. Moscow: Nedra, 1980, 464 p. (In Russ.).

Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vai P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J. An overview of sequence stratigraphy and key definitions. In Wilgus C.K., Hastings B.S., Kendall C.G.St.C., Posamentier H.W., Ross C.A., Van Wagoner J.C. (Eds.). *Sea level changes - an integrated approach. SEPM Special Publication*, 1988, vol. 42, pp. 39-45.

Wright V.P., Burchette T.P. *Shallow-Water Carbonate Environments*. In: Reading H.G. (Eds.), *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*, Black-well Science, Oxford, 1996, pp. 325-394.

Zhemchugova V.A. *Prakticheskoe primeneniye rezervuarnoy sedimentologii pri modelirovanii uglevodorodnykh system* [Practical application of reservoir sedimentology in modeling of hydrocarbon systems]. Uchebnoe posobie dlya vuzov. Moscow: Rossiyskiy gosudarstvennyy universitet nefti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2014, 344 p. (In Russ.). EDN: [QTFOII](#)

Zhemchugova V.A. *Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozheniy* [Reservoir sedimentology of carbonate strata]. Moscow: ООО «EAGE Geomodel'», 2014, 232 p. (In Russ.).

Zhuravleva L.M., Kuznetsov V.G. Kharakter ekranirovaniya zalezhey uglevodorodov v rifakh [The character of the isolating of petroleum fields in reefs]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2021, vol. 355, no. 7, pp. 5-12. (In Russ.). EDN: [QIHUJO](#)