



Научная статья

Оценка влияния литолого-фациальных условий на распределение органического углерода в «доманиковых» верхнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции

О.М.Прищепа✉, Н.В.Синица, А.Х.Ибатуллин

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия

Как цитировать эту статью: 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

Аннотация. Изучение высокоуглеродистых формаций вызвано как сокращением сырьевой базы нефти в результате ее добычи, так и успехами освоения низкопроницаемых сланцевых толщ, в первую очередь в США, Австралии и Китае. Наиболее значимы формации, распространенные в традиционных районах добычи углеводородов, – в Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской, Северо-Предкавказской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинциях. Особенности высокоуглеродистой формации позднедевонско-раннекаменно-угольного времени, сформировавшейся в восточной краевой части Восточно-Европейской платформы, – неоднородность разреза, обусловленная интенсивной проградацией карбонатной платформы в направлении с запада на восток; последовательная смена литолого-фациальных обстановок, определивших неравномерность первичного накопления и вторичного распределения содержания органического вещества (ОВ); возможность эмиграции или сохранения в толще генерации на этапах погружения подвижных частей битумидов, определивших перспективы нефтегазоносности. Изучались закономерности распределения текущего содержания ОВ в зависимости от литолого-фациальных условий и литологического состава пород в верхнедевонско-турнейских отложениях «доманикового типа» Тимано-Печорской провинции (ТПП), степень его преобразованности для приведения к начальному содержанию органического углерода и дальнейшей оценке доли сохраненной «подвижной нефти» в нефтегазоматеринской формации. Исследование выполнено на основе анализа массива данных содержания органического углерода образцов керна и естественных обнажений Ухтинского района доманиково-турнейской части разреза, включающего более 5000 определений, представленных в отчетах и публикациях ВНИГРИ и ВНИГНИ, дополненных проведенными пиролитическими, битуминологическими анализами, увязанными с результатами микротомографического, макро- и литологического изучения и описаниями шлифов, выполненных в Санкт-Петербургском горном университете. Для каждой тектонической зоны ТПП в пределах изученных высокоуглеродистых интервалов установлено содержание суммарных объемов органического углерода. Полученные данные позволят оценить остаточную массу подвижных битумидов в низкопроницаемой матрице высокоуглеродистой формации.

Ключевые слова: отложения доманикового типа; фация; формация; органическое вещество; осадочный бассейн; литологический тип; углеводороды; нефть; газ

Поступила: 21.05.2023

Принята: 02.05.2024

Онлайн: 20.06.2024

Опубликована: 26.08.2024

Введение. Достижения в технологиях освоения углеводородов (УВ) из нетрадиционных (низкопоровых и плохопроницаемых) коллекторов усилили интерес к изучению высокоуглеродистых сланцевых формаций, широко распространенных в России [1, 2]. Наиболее значимые из них в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) – баженовская свита (верхняя часть юрских – нижняя часть меловых отложений), Тимано-Печорской и Волго-Уральской – доманиковая (верхнего девона – нижнего карбона), Северо-Предкавказской – хадумская свита (майкопская серия олигоцена) и Лено-Тунгусской – куонамская формация (нижний-средний кембрий) (рис.1).

Баженовская свита Западной Сибири – наиболее изученный объект в России. Второй по значимости – комплекс отложений, включающий доманиковый (семилукский) горизонт и его более

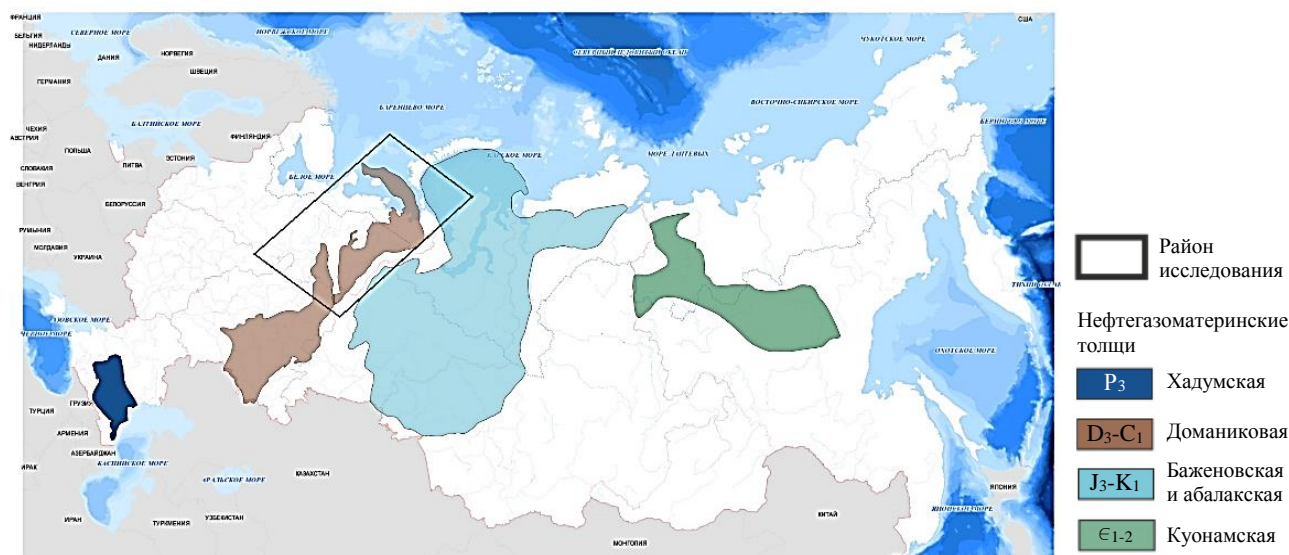


Рис.1. Схема распространения основных высокоуглеродистых сланцевых формаций России

молодые фациальные аналоги (до турнейского яруса карбона включительно), широко распространенный в пределах территорий Волго-Уральского и Тимано-Печорского осадочных бассейнов [3-5].

Характерные особенности доманиковской формации [3, 6, 7]:

- повышенные показания органического вещества (ОВ) (в отдельных прослоях S_{org} достигает 25 % для средне- и верхнефранского подъярусов, 5-8 % для нижнефаменского подъяруса и 3-5 % для верхнефаменско-турнейского ярусов;

- степень катагенеза в пределах от прото- до апокатагенеза в зависимости от положения конкретного района и особенностей истории погружения осадочного бассейна.

Несмотря на широкое распространение, добыча УВ сырья из коллекторов сланцевого типа в России практически не ведется [8, 9]. Все наиболее часто обсуждаемые примеры освоения и «бажена» и «доманика» чаще всего не относятся непосредственно к глинистым, кремнисто-карбонатно-глинистым коллекторам низкого качества, а являются освоением стратиграфически одновозрастных с отложениями «доманикового типа» (по терминологии С.Г.Неручева) или отдельными прослоями, представленными карбонатными (радиоляритовыми) или кремнисто-карбонатными преимущественно органогенного происхождения фациями. Также осваиваются участки развития трещинных коллекторов, образованных в силу тех или иных причин [9, 10].

Постановка проблемы. Остаточный потенциал высокоуглеродистой формации определяется первоначальной концентрацией в породе ОВ и его катагенетической зрелостью [7, 10]. Возникновение эффективных коллекторов в породах связано как с процессами седиментации, диагенеза, так и последующего эпигенеза, в том числе определившего появление емкостного пространства, сформированного самим ОВ [11, 12], что определяет необходимость использования геохимических исследований при оценке ресурсов и запасов. К основным задачам, решение которых позволяет оценить УВ потенциал высокоуглеродистой толщи, можно отнести распределение по площади и в разрезе ОВ, определение степени его преобразованности и пустотного пространства, занятого подвижными УВ [9, 10, 13]. Текущему распределению ОВ с осреднением данных лабораторных исследований отдельных образцов в целом на толщу или с привязкой к наиболее значимому уровню в Тимано-Печорской провинции (ТПП) – доманиковому горизонту, а также оценке его катагенеза посвящено значительное количество исследований [14-16]. При этом детальному анализу распределения указанных показателей с учетом литолого-фациальных особенностей и литологических типов разреза должного внимания не уделялось, поскольку доминирующим подходом при составлении схем и карт было осреднение полученных лабораторных значений содержания S_{org} на мощность высокоуглеродистой части разреза. Это существенно искажало суммарные показатели с учетом неравномерного содержания в разрезе, о чем свидетельствуют детальная корреляция геохимических показателей и чисто субъективный момент, связанный с отбором для анализа наиболее обогащенных ОВ разностей пород.



В качестве наиболее представительных для моделирования УВ потенциала можно рассматривать исследования, направленные на детальную увязку данных геохимического изучения ОВ (распределение по разрезу и площади органического углерода, оценку степени преобразованности ОВ) в зависимости от литолого-фациальных особенностей [7, 17] с установлением приуроченности зон повышенной концентрации ОВ к определенным литотипам пород, выделяемых в пределах среднефранско-турнейской части разреза Тимано-Печорского осадочного бассейна (ТПОБ).

Методика исследования. Для получения параметров оценки ресурсов УВ «остаточной нефти» проведены геологические полевые работы и лабораторные исследования, позволившие существенно уточнить и дополнить данные по распространению, распределению в разрезе, литотипам, геохимии ОВ, фильтрационно-емкостным свойствам отложений доманика и его аналогов в пределах осадочного бассейна. Такое уточнение может оказать существенное влияние на оценку собственного потенциала высокоуглеродистой доманиковой формации, так как позволит получить представление о масштабах генерации УВ и возможности сохранения их неэмигрировавшей части, генерированной нефтегазоматеринской толщей УВ.

В качестве основы балансовых расчетов наиболее эффективным является использование зависимостей, полученных С.Г.Неручевым, Е.А.Рогозиной и Т.К.Баженовой при разработке балансового метода нефтегазообразования [3, 7]. Основным направлением исследования является уточнение карт литолого-фациальной зональности и мощности доманиково-турнейского комплекса [18-20], распределение концентраций ОВ и оценка катагенеза [3, 5, 16] с решением задачи выявления геохимической и литологической неоднородностей разреза для выделения основных типов распределения органического углерода в представительных разрезах.

Методика работы состояла из ряда последовательных процедур, включающих уточнение особенностей геологического строения интервалов разреза высокоуглеродистых толщ верхнего девона (среднефранско-фаменского возраста) и турнейского яруса карбона, относимых к основным нефтегазопроизводящим на территории двух провинций Волго-Уральской и Тимано-Печорской, с учетом их геохимических и петрофизических особенностей. Такие последовательные шаги включали:

- выделение характерных признаков отнесения к высокоуглеродистым отложениям «доманикового типа» по материалам геофизических исследований скважин;
- определение стратиграфического интервала распространения отложений, первично обогащенных ОВ, относимых к «доманиковому типу» (по описаниям разреза, характерным признакам и изучению шлифов);
- определение области развития каждого из выделенных стратиграфических подразделений, относимых к отложениям «доманикового типа»;
- определение литологического состава (микроскопические и петрографические исследования шлифов) и литологическая типизация отложений «доманикового типа»;
- оценку геохимических особенностей (лабораторное изучение экстрактов битумоидов и пиролитические исследования образцов керн), распределения и степени преобразованности ОВ высокоуглеродистых отложений «доманикового типа», приуроченности к различным литологическим типам и различающимся по фациальным условиям образования зонам;
- оценку петрофизических (пористость) параметров выделенных литотипов в отложениях «доманикового типа»;
- выделение типовых геохимических разрезов для всех фациальных зон и стратиграфических интервалов развития отложений «доманикового типа»;
- построение карт современной концентрации органического углерода и катагенетической зрелости ОВ по битуминологическим и пиролитическим исследованиям.

Фактические материалы. В качестве основы исследования для решения задач выявления геохимической и литологической неоднородностей разреза, выделения основных типов разреза и распределения органического углерода использованы карты литолого-фациальной зональности и мощности доманиково-турнейского комплекса [18-20], концентраций ОВ и степени катагенеза [3, 14], промыслово-геофизические данные скважин, вскрывших указанные отложения в ТПОБ (более 350 скважин) с привязкой к основным выделенным литотипам в интервале доманиково-турнейских отложений (отдельно для доманиковой, верхнефранско-нижнефаменской и фаменско-турнейской частей разреза). Для получения представлений об основных типах разреза, естественных



обнажений, уточнения распределения ОВ по литотипам и разрезу проведены геологические полевые работы в Ухтинском районе (Республика Коми) с отбором образцов (300 шт.), изучены разрезы более 30 скважин, вскрывших верхнефранско-фаменско-турнейские отложения на глубине от 2500 до 4300 м с отбором образцов керна (из 10 скважин – более 200 шт.), проведено макро- и микроскопическое изучение образцов и шлифов на кафедре геологии нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета (более 400 шт.) с привлечением шлифов. Выполнена увязка материалов глубокого бурения и сейсморазведочных работ по трем эталонным участкам с выделением характерных объектов разных фациальных зон в изучаемой части разреза (в центральной части Ижма-Печорской впадины, южной части Денисовского прогиба и Хорейверской впадине). Указанные материалы, предоставленные Е.И.Грохотовым, Ал.Ав.Отмасом, О.М.Прищепой, получены в рамках исследований по госбюджетной тематике по изучению рифогенных объектов верхнего девона ТПП в 2016-2017 гг.

Для уточнения геохимических показателей выполнены современные лабораторные геохимические исследования высокоуглеродистых среднефранско-турнейских толщ (пиролиз по технологии Rock-Eval, определение отражательной способности витринита) 100 образцов из обнажений горных пород в районе города Ухта [5, 21] и 210 образцов керна (коллекция О.М.Прищепы, А.В.Куранова, Е.И.Грохотова) в лабораториях ИНГГ СО РАН, Новосибирск, МГУ и ВНИГНИ (при содействии А.Э.Конторовича, Т.К.Баженовой, М.В.Дахновой).

На базе Санкт-Петербургского горного университета проведено литологическое изучение и описание шлифов (400 шт.) для выяснения минералогического состава и структурно-текстурных особенностей, а также геохимические (пиролитические по методу Rock-Eval) исследования 310 образцов, битуминологические (хроматографические) исследования экстрактов битумоидов (70 вытяжек), микротомографические исследования керна (120 первичных неразрушенных образцов, 70 вторичных после экстрагирования неразрушенных образцов).

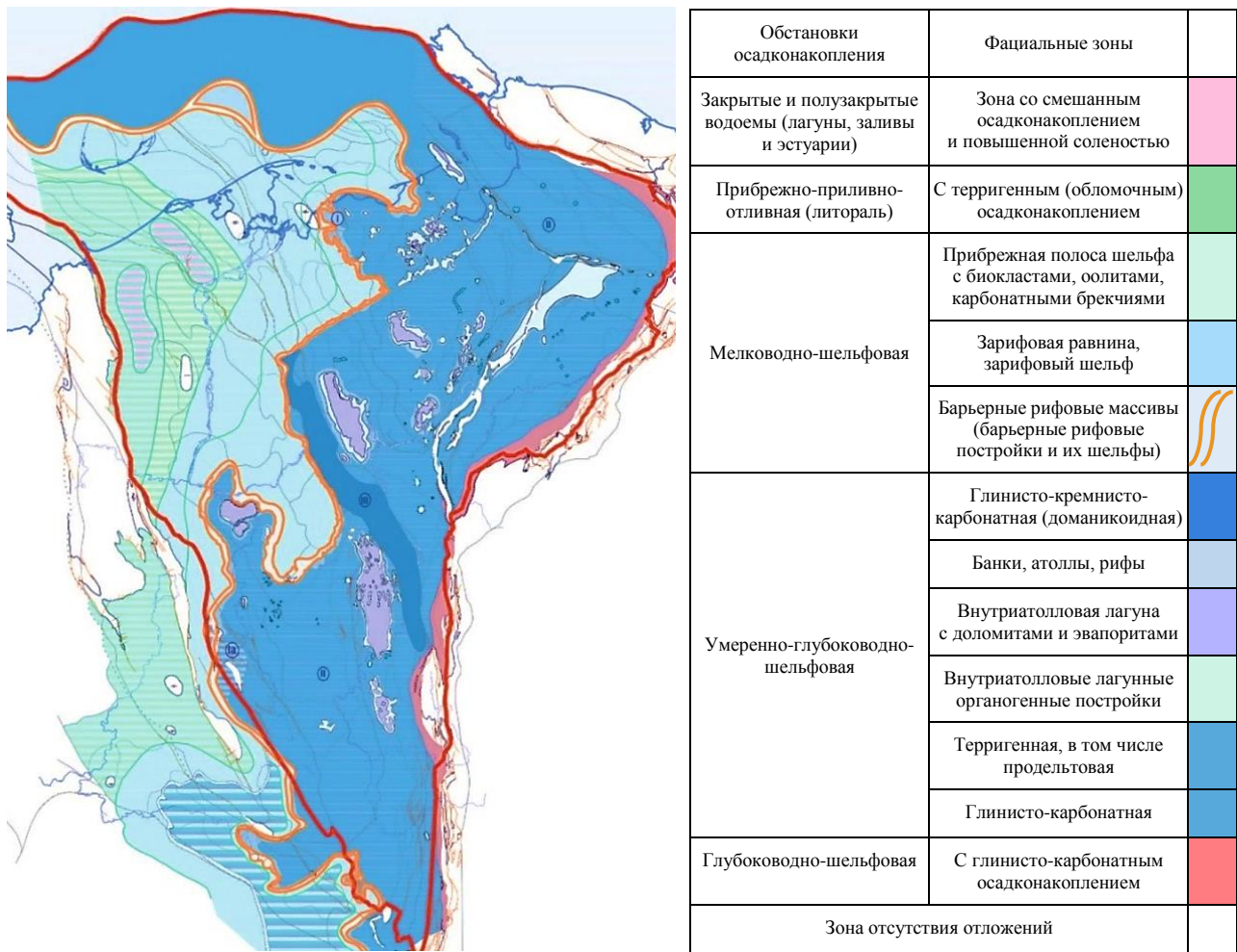
Массив данных по содержанию органического углерода в пределах доманиково-турнейской части разреза составил более 5000 определений, сведенных в базу данных содержания органического (некарбонатного) углерода ТПП [22]. Основой массива данных являлись результаты лабораторных исследований, накопленных с 1970 по 2016 гг., включающие более 4000 определений органического углерода и битуминологических показателей, представленные в отчетах ВНИГРИ и ВНИГНИ, обобщенные в работах [3, 7].

Распространение и фациальный состав верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений. Основным тектоническим событием, определившим накопление высокоуглеродистой формации, послужило начавшееся в позднедевонский период в пределах Тимано-Печорской НГП погружение бассейна [23, 24]. Комплекс пород, обогащенных ОВ (относимых к отложениям «доманикового типа», или доманикоидам), представлен отложениями от доманикового горизонта среднефранского яруса верхнего отдела девонской системы до отложений нижнетурнейского подъяруса нижнего отдела каменноугольной системы [5, 18, 25]. Характерная черта комплекса – фациальная изменчивость, вызванная последовательной сменой обстановок осадконакопления в условиях некомпенсированного погружения осадочного бассейна. Отмечаются резкая фациальная изменчивость и изменение толщины, подтверждающие наличие неровностей дна бассейна (грабен и выступов) во время осаднения. Указанная закономерность подчеркивается при прослеживании возраста рифообразования на кромке шельфа, который последовательно омолаживается с запада на восток бассейна [25, 26]. В качестве западного ограничения карбонатной платформы доманиково-турнейского возраста, сформированной на мелководном шельфе, рассматривается докембрийский край Восточно-Европейского кратона [19, 27, 28].

На большей части крупных тектонических зон бассейна, характеризующихся некомпенсированным прогибанием (древние рифтовые структуры впадины и прогибы), сохранялись продолжительное время условия, благоприятные для накопления высокоуглеродистой формации. В этих структурах мощность формации также иногда достигает 200 м и более. При этом мощность высокоуглеродистой части составляет до 60-80 м. На склонах шельфа, где доманикоиды формировались в течение средне-позднефранского и фаменского времени, мощность толщи может достигать 100 м и более при мощности высокоуглеродистых прослоев до 30 м [15, 29]. В раннефранское



время характерно широкое распространение глинистых и карбонатных илов, сформировавшихся в открытом шельфовом морском бассейне с отсутствием обломочных осадков [14, 30]. В поздне-франское время Тимано-Печорский бассейн прошел развитие от максимальной трансгрессии в доманиковое время – начала регрессии в позднефранское до максимальной регрессии к концу турнейского века [31, 32], что можно наблюдать при последовательном анализе разрезов от среднефранского до турнейского времени. Формирование собственно доманиковых отложений связано с активной трансгрессией морского бассейна со стороны палео-Урала на прилегающие платформенные области. В середине франского века обозначились зоны относительно глубоководного шельфа, выделяющиеся на территории южной части Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны, связанные с открытым морским бассейном, расположенным на территории Уральско-Припайхойского палеобассейна (рис.2) [14, 31, 33].



Фациальные условия в пределах умеренно-глубоководной впадины с некомпенсированным глинисто-кремнисто-битуминозно-карбонатным осадконакоплением

- Доманиковые фации доманикового горизонта на глубине до 100 м, расположенные вдоль барьерных рифов
- Доманиковые фации доманикового горизонта на глубине до 100 м зоны частичной компенсации развивающихся прогибов
- Доманиковые фации доманикового горизонта на глубине до 100 м
- Доманиковые фации доманикового горизонта в частично компенсированных прогибах на глубине до 100 м
- Тимано-Печорская провинция
- Берег

Рис.2. Литолого-фациальная схема доманикового-сирачойского горизонтов (средне- и верхнефранского подъярусов) верхнего девона Тимано-Печорского осадочного бассейна



Морской бассейн сначала перекрыл все впадины, унаследованные от более ранней авлакогенной стадии развития региона, и к началу среднефранского (доманикового) времени позднего девона на большей части Тимано-Печорского бассейна установился режим некомпенсированного осадконакопления (рис.3, 4) [14]. Сформировавшиеся глинистые и глинисто-кремнистые отложения доманика являлись синхронными с рифогенными шельфовыми отложениями карбонатной платформы. Они выражены тонкослоистыми кремнистыми аргиллитами темного цвета, известняками и мергелями с известковыми, кремнистыми, фосфатными и пиритовыми конкрециями, что представлено на эталонных разрезах Ижма-Печорской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена (рис.4). Литологический состав пород доманиковых отложений весьма разнообразен. Это известняки (птероподовые с обильными гониатитами; полидетритовые; мелкозернистые с радиоляриями; кремнистые), мергели кремнистые и аргиллиты, силициты [34]. Одна из характеристик вещественного состава доманиковой формации заключается в содержании высокой доли кремнезема. Такая особенность характерна и для многих разрезов Волго-Уральского осадочного бассейна, что по мнению С.В.Максимовой [34], Т.К.Баженовой и др. [3], Т.А.Кирюхиной и др. [35], может быть результатом привноса осадочного материала из Восточно-Уральского бассейна. Вверх по разрезу от доманика в вышележащих горизонтах встречаются интервалы разреза с прослоями высокоуглеродистых разностей, но они имеют локальное распространение, обусловленное фаціальными обстановками краевой части карбонатной платформы.

Глубина отложения доманика, по разным точкам зрения, составляет 100-200 м (редко 400 м) в условиях низких скоростей седиментации и высокого уровня моря [7, 36, 37]. Современные исследования свидетельствуют о возможных меньших глубинах формирования доманиковых отложений [6, 38]. Моноклиальный наклон рампа в восточном направлении в сторону палеоокеана, существовавшего на месте Урала, привел к тому, что западный край шельфа продвигался при последовательной регрессии моря на восток и площадь заполнения глубоководными аргиллитовыми толщами существенно сокращалась [19, 39]. Даже в пределах одной поисковой площади скважины часто вскрывают как сугубо карбонатный (рифогенный) тип разреза, так и обломочные шлейфы, зарифовые фации и толщи заполнения.

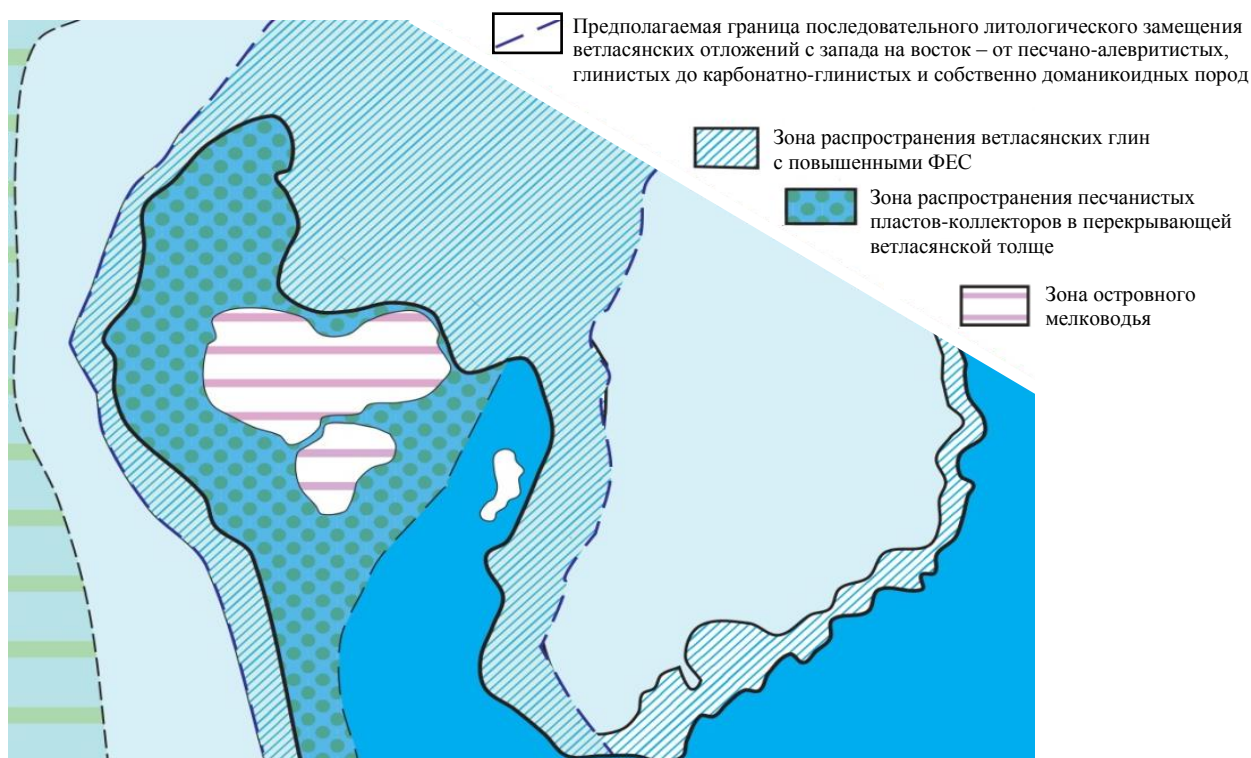


Рис.3. Литолого-фаціальная модель доманикового-ветласянского горизонтов (средне- и верхнефранского подъярусов) верхнего девона центральной части Ижма-Печорской впадины ([19, 23] с уточнениями)

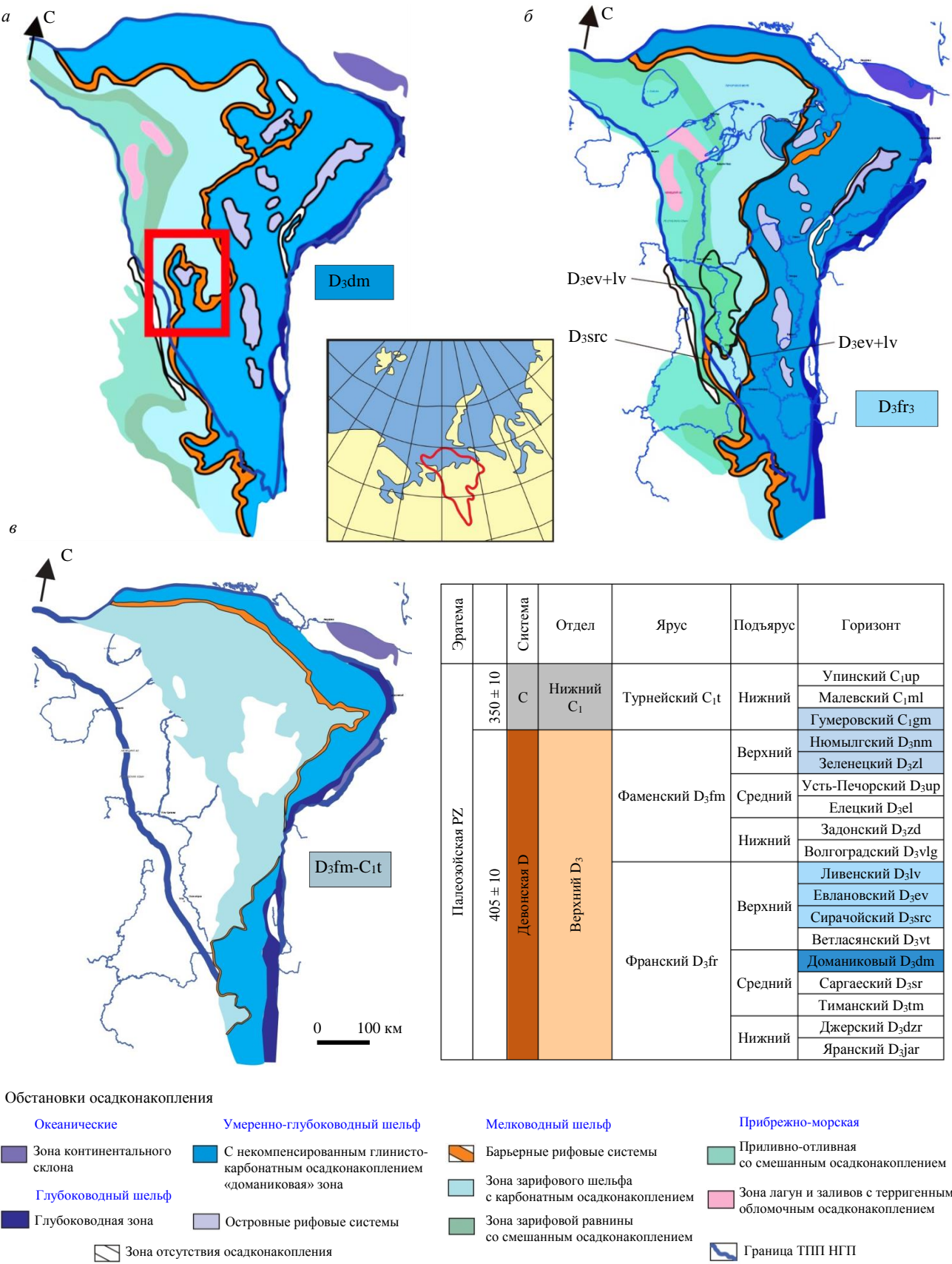


Рис.4. Литолого-фациальные схемы доманиковского горизонта (а), верхнефранского и верхнефаменского (б), нижнетурнейского (в) подъярусов Тимано-Печорского осадочного бассейна (распространение зоны некомпенсированного прогибания с накоплением глинисто-карбонатных обогащенных ОВ отложений «доманиковского типа» [16, 19, 20]. Красным прямоугольником обозначена территория исследования



Распространение высокобитуминозных отложений. Высокоуглеродистая формация в пределах ТПОБ снизу чаще всего ограничена подошвой депрессионных отложений доманикового горизонта. Кровля высокоуглеродистой формации проводится, как правило, по подошве перекрывающих карбонатных либо глинистых пород для каждого соответствующего интервала [3]. Выше доманиковых отложений по разрезу широко распространены верхнефранско-нижнефаменские и турнейские отложения, в разной степени обогащенные рассеянным ОВ с толщинами, достигающими 500 м [7, 40], что существенно больше, чем у доманиковых. Установлено, что на одной части ТПОБ высокоуглеродистая толща формировалась только в среднефранское, на другой – в среднепозднефранское-раннефаменское время, на ограниченной восточной – в среднефранско-раннетурнейское время (рис.4). Мощность толщи изменяется от 10-20 до 140-150 м. Отмечаются более мощные разрезы (до 140 и даже до 300 м), накопившиеся в условиях карбонатной платформы на морском шельфе, и в большей – карбонатной части разреза комплекса, нефтематеринские породы часто характеризуются низким содержанием органического углерода или его полным отсутствием. На северо-западе осадочного бассейна, расположенного на суше и прилегающей акватории, выделяется область отсутствия отложений доманикового типа (см. рис.3, 4). В разрезах скважин севера Ижма-Печорской впадины, Малоземельско-Колгуевской моноклинали и в обнажениях Северного Тимана доманиково-турнейский комплекс представлен терригенными толщами переслаивания алевролитов, аргиллитов и глин с редкими прослоями более грубозернистых пород. В скважинах восточнее и севернее появляются прослой мергеля и карбонатов, а также наблюдаются литологические фации переходных зон к мелководно-морскому шельфу (рис.4).

Отмечены особенности влияния палеоаноксических событий на накопление ОВ в углеродистых морских отложениях [41, 42]. Производные арилкаротиноидов, обнаруженные в составе битумоидов доманиковых отложений Печорского бассейна, свидетельствуют об аноксии фотического слоя вод палеобассейнов. Растворенный сероводород вступает во взаимодействие с липидами и углеводами исходного ОВ, формируя широкий спектр растворимых и высокомолекулярных сернистых соединений. Структура керогена доманиковых отложений насыщена серосвязанными липидными фрагментами [6, 11, 43]. Доманиковый горизонт имел наибольшее распространение в осадочном бассейне в предпозднефранское время [15, 23, 40]. Позднее область распространения отложений доманикового типа сужалась – ее внешняя граница совпадает с границей распространения наиболее древней толщи заполнения – ветласянской свиты. В фаменское время битуминозные сланцы продолжали формироваться в бортовых частях осадочного бассейна на востоке. Область их развития контролируется краевыми склонами барьерных рифовых систем позднефаменского подъяруса (см. рис.3). Вышезалегающие отложения относительно глубоководных фаций аналогов доманика хорошо изучены как в неглубоких, так и в глубоких скважинах. К наиболее важным выводам следует отнести установленное существенно меньшее содержание $C_{орг}$ на породу, если рассматривать весь разрез, что обсуждается во многих работах [35, 44, 45].

В каждом из указанных стратиграфических интервалов «доманикоидной» части формации (согласно классификации Т.К.Баженовой [46]) встречены отдельные интервалы с более значительным содержанием органического углерода. Наиболее высокие значения отмечены для турнейских отложений Джебольской ступени – до 4,9 %. Среднее содержание $C_{орг}$ глин и аргиллитов толщ заполнения составило по 22 образцам 0,34 %, что в целом мало отличается от содержания в глубоководных отложениях фамена.

Выделение литологических типов пород по керну скважин. Макро- и микроскопическое изучение верхнедевонских отложений керна позволило выделить литологические типы пород, в формировании которых отражены палеогидродинамические условия седиментации фациальных обстановок. Основные критерии, позволившие объединить породы в литологические типы, – вещественный состав, структурно-текстурные особенности, а также вторичные изменения [21, 47]. Примеры выделенных литологических типов пород приведены на рис.5.

Систематизация литологических типов пород в генетические группы отложений. С целью получения представлений о фациальных условиях накопления осадков, определяющих возможности накопления и концентрацию ОВ, охарактеризовано 11 литологических типов пород, которые были объединены в литолого-генетические группы отложений (6 групп), согласно классификации, разработанной для рифовых и ассоциированных с ними отложений (по материалам В.Д.Ильина и Н.К.Фортунатовой, с дополнениями В.И.Богацкого [15, 20, 30]).

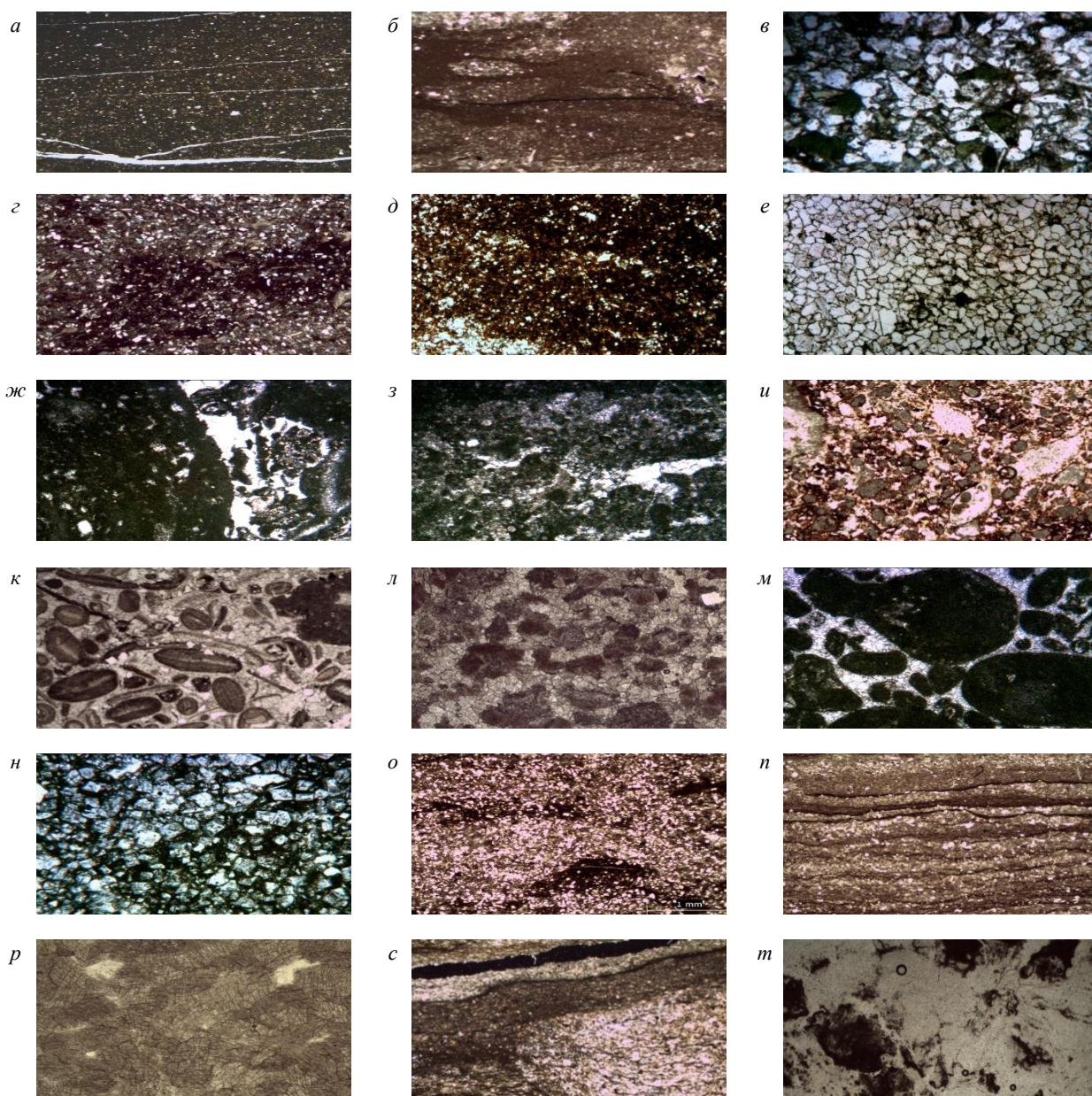


Рис.5. Примеры основных выделенных литологических типов пород в доманиково-турнейской части разреза Тимано-Печорского осадочного бассейна

а – аргиллит с терригенным материалом (до 5-7 %), интенсивно трещиноватый (скв. Северо-Командиршорская-2, D₃dm); *б* – мергель с линзами, обогащенными терригенным материалом (скв. Двойниковая-1, D₃el); *в* – алевролит крупнозернистый. Обломочная часть породы представлена зернами кварца. Цемент глинисто-карбонатный (скв. Среднехарьгинская-144, D₃ev+lv); *з* – алевролит мелкозернистый, глинисто-карбонатный, интенсивно ожелезненный (скв. Северо-Командиршорская-13, D₃ev+lv); *д* – алевролит мелкозернистый с глинисто-карбонатным цементом (до 15-20 %), с зонами интенсивной карбонизации, малотрещиноватый (обнажение № 8 D₃dm); *е* – песчаник мелкозернистый с карбонатным, глинисто-карбонатным цементом, участками плотный, кварцитовидный, местами пористый (скв. Северо-Командиршорская-2, D₃nm); *ж* – известняк водорослевый со строматолитовой структурой (скв. Северо-Командиршорская-13, D₃ev+lv); *з* – известняк сгустково-комковатый, водорослевый, с рассеянными сферическими водорослями (скв. Командиршорская-2, D₃src); *и* – известняк сгустково-комковатый с редким и крупным органогенным детритом, с примесью терригенного материала, неравномерно ожелезненный (скв. Морошкинская-31, D₃ev+lv); *к* – известняк органогенный, гранулированный (оолитизированный) с кальцитовым цементом и примесью терригенного материала (скв. Двойниковая-1, D₃vg+zd); *л* – известняк мелко-крупнозернистый, перекристаллизованный, неравномерно пятнисто-доломитизированный со сгустково-комковатыми образованиями, неравномерно сульфатизированный по порам (1 %) (скв. Северо-Салюкинская-1, D₃vt+src+ev+lv); *м* – известняк комковато-обломочный (литокластический), с органическими остатками, доломитизированный, с кальцитовым цементом (скв. Северо-Командиршорская-2, D₃zd); *н* – карбонатно-глинистая порода, доломитизированная (до 45 %), с многочисленными зернами доломита с послойной примесью зерен кварца. Структура зернистая (скв. Северо-Командиршорская-13, D₃ev+lv); *о* – терригенно-карбонатная порода с обособленными глинистыми выделениями, равномерно ожелезненная (скв. Морошкинская-31, D₃zd); *п* – известняк пелитоморфный с многочисленными глинистыми прожилками, пигментированными гидроокислами железа (скв. Морошкинская-31, D₃ev+lv); *р* – доломит среднезернистый, участками до крупнозернистого, глинистый ~10-12 %, с крупными выделениями пирита ~2-3 %. Структура зернистая, мозаичная (скв. Среднехарьгинская-144, D₃ev+lv); *с* – ангидрит-доломитовая порода, глинистая, линзовидно-слоистая (скв. Северо-Командиршорская-13, D₃ev+lv); *т* – ангидрит волокнистый с остаточными фрагментами пелитоморфной глинисто-карбонатной породы (скв. Морошкинская-31, D₃ev+lv)



По доминированию основного типа породы в разрезе, а также с учетом карбонатности, определенной по лабораторным исследованиям, все аналитические результаты были сгруппированы в шесть укрупненных типов пород (аргиллиты, известняки, мергели, алевролиты, силициты и сапропелиты) в интервале разреза от среднефранского яруса верхнего девона до турнейских отложений нижнего карбона. Указанные типы (литотипы) характеризуются существенными отличиями по содержанию органического углерода по данным лабораторных определений даже в пределах единых или пограничных литолого-фациальных зон. Результаты распределения C_{org} по литолого-стратиграфическим подразделениям для всех возрастных интервалов «доманиковых» отложений: среднефранских (доманиковый горизонт D_3dm_1 , D_3dm_2 , D_3dm и нерасчлененный $D_3dm+src$); верхнефранских; нижнефаменских (евлановский-ливенский и задонский горизонты); фаменских (средний и верхний фамен) и нижнекаменноугольных (турнейский ярус) – также показали существенные отличия в концентрации.

Выделены типовые обстановки осадконакопления верхнедевонских рифогенных отложений в пределах изученных эталонных участков ТПНГП.

Шельфовая субформация, наиболее полно описанная в работе Т.Д.Шибиной [30], включает генетические группы прибрежно-морских отложений, отложений открытого и закрытого шельфа, что определяет многообразие и наибольшее количество литотипов пород.

Прибрежно-морские (литоральные) отложения с развитием в них карбонатных комплексов включают отложения приливно-отливных равнин, прибрежных лагун [20, 44], коралловых рифов, а терригенные прибрежно-морские – отложения пляжей, пересыпей, подводных баров и также терригенных прибрежных лагун. В составе пород главным образом отмечаются обломки береговых пород. Они окаймляют материковые и островные побережья и покрывают дно береговых морей. С удалением от берега крупность обломочных зерен осадков уменьшается и на большом удалении от берега осадки переходят в карбонатный или терригенный ил [30, 48].

Литологически прибрежно-морские отложения представлены глинисто-алевритистыми микрозернистыми известняками, сцементированными глинисто-карбонатным материалом, иногда доломитовым, реже гипсом. Отмечается развитие пластов гипса (ангидрита), доломитов, чередование известняков и доломитов, пелитоморфных, брекчиевидных, в породах обнаружены следы роющих организмов, строматолиты. Прибрежно-морская фация широко распространена на северо-западе ТПОБ.

Отложения открытого шельфа. Эта группа включает отложения мелководных шельфовых равнин, баров и глубокого шельфа (нижней части шельфа). Нередко в породах фиксируются следы размывов, крупные знаки ряби, донных и приливно-отливных течений. В отложениях глубокой части открытого шельфа, похожих на депрессионные, в породах отмечается тонкий, пелитоморфный карбонатный и глинистый материал [18, 23, 30].

Закрытый шельф. Особенностью такой фации является повышенная или пониженная соленость воды, обусловленная обособлением этой зоны от открытого шельфа и отгороженная от глубоководных областей барьерными рифовыми системами. Отложения характеризуются комковато-сгустковыми, пелитоморфными известняками, нередко водорослевыми с комками сине-зеленых водорослей, онколитов.

Рифовая субформация включает отложения генетических групп: рифовые (собственно рифовые) и межрифовые (отложения межрифовых каналов и другие, образованные в пределах широких барьерных рифовых систем). Объединяет отложения генетических типов: биогермные, межбиогермные, шлейфовые (отложения тыловых и передовых рифовых шлейфов) и лагунные (внутририфовые лагунные). Эти типы тесно пространственно связаны между собой и образуют геологические тела разного масштаба и строения [25].

Биогермные отложения представляют собой органогенные постройки, созданные нарастающими одна на друга растительными и животными колониальными организмами. Породы состоят из каркаса и заполнителя, имеют биогермную структуру и массивную текстуру. Биогермная фация является фацией морского дна [30].

Межбиогермные отложения входят в состав биогермных массивов. Состав межбиогермных отложений напрямую зависит от состава окружающих их биогермных построек. Нередко они по составу близки к межрифовым (отложениям межрифовых каналов, приливных каналов), в разрезе



которых, как и в межбиогермных, отмечается соотношение детритово-шламовых, пелитоморфных известняков и широко распространенных в них крупного и мелкого детрита, цельной раковинной фауны.

Шлейфовые отложения (тыловых и передовых шлейфов). Породы, отнесенные к фации тыловых шлейфов, представляют собой продукты разрушения органогенных построек, подвергшихся волновому воздействию. Накопление органогенного кластического материала происходит в зарифовой области. Отличительными признаками тыловых шлейфов служат биокластические (обломочные) структуры пород, хорошая их отсортированность и окатанность, а состав самих обломков отражает состав органогенной постройки, подвергшейся разрушению.

Лагунные отложения (внутририфовых лагун). Согласно описанию Т.Д.Шибиной [30], представлены «карбонатами и эвапоритами, образование которых происходило во внутренних частях рифовых построек кольцеобразной или более сложной формы в плане. Для накопления осадков внутририфовых лагун характерны небольшие глубины седиментации, полная или частичная изолированность лагун (соединение с бассейном происходит по проливам или рифовым пустотам), что приводит к повышению солености бассейна, влекущее за собой развитие сульфатов».

Депрессионная субформация включает обстановки умеренно-глубоководной фации, фации подводных поднятий и глубоководные («доманикиты») [20, 23, 30].

Умеренно-глубоководные фации. Формировались в депрессионной зоне, где развиты структуры отрицательного типа – впадины и их склоны, являющиеся областью накопления тонкого глинистого и карбонатного материала. Отложения накапливались за пределами зоны взмучивания, в более спокойных гидродинамических условиях. Здесь формировались глинистые, глинисто-карбонатные породы [30].

Глубоководная фация («доманикиты»). Породы доманикового типа формируются в зонах с некомпенсированным осадконакоплением. Области их развития нередко приурочены к глубоководному шельфу. Отличительной особенностью доманикитов является высокое содержание в них ОВ сапропелевого типа ($C_{орг}$ 3-15 %). Доманикиты до 70 % состоят из карбонатного материала (кальцита, доломита), глинистого вещества и кремнезема.

В большинстве случаев к «доманикитам» следует относить низкопроницаемые породы-коллекторы с пористостью ниже 1-2 % и проницаемостью менее 0,001 Д, а присутствующие открытые трещины позволяют рассматривать их в отдельных случаях как породы-коллекторы трещинного типа с путями фильтрации по открытым трещинам.

Субформация толщ заполнения является толщей сглаживания и заполнения осадками относительно глубоководной части формирующихся рифовых систем вследствие регрессивной или начала трансгрессивной направленности развития морского бассейна [30].

В определенные периоды каждая более молодая фациальная рифогенная зона смещается в сторону открытого моря с постепенным заполнением осадками относительно глубоководной окраинно-биогермной (шлейфовые, межбиогермные) формации (см. рис.2, 4). Седиментация происходит на наклоненном рельефе в сторону продвижения морского бассейна с образованием аккумулятивных террас (толщ заполнения). На границе мелководной части шельфа и относительно глубоководной части впадины, на аккумулятивных террасах формируются новые рифогенные тела различной морфологии и различного стратиграфического диапазона. Толща заполнения – это нижняя седиментационная часть впадины. В рифовых системах она соответствует формированию цоколя из био- и литокластических известняков, в то время как в шельфовой лагуне одновременно формируются терригенно-карбонатные осадки.

Наибольшей концентрацией ОВ в составе доманиковой свиты характеризуются сланцеватые аргиллиты, глинисто-кремнистые известняки с тончайшими прослойками сапропелитов в зоне низкой преобразованности ОВ, соответствующей стадиям протокатагенеза (ПК₂-ПК₃). Содержание $C_{орг}$ в них достигает 15-25 %, в сапропелитах превышает 30 % [14]. В нижней части доманикового горизонта (D_{3dm1}) среднее содержание $C_{орг}$ составило 6,5 % (52 обр.); в верхней части (D_{3dm2}) – 10,2 % (56 обр.) и в нерасчлененной части доманикового горизонта – 4,64 % (287 обр.), в среднем по D_{3dm} – 5,68 % (397 обр.), что существенно ниже чем, например, средние содержания в пределах южной части ТПП, используемые для расчетов [46].



Среднее содержание $C_{орг}$ по 92 образцам верхнефранского яруса составило лишь 0,36 %, по пограничным отложениям верхнего франа – нижнего фамена 0,32 % (89 обр. + 71 обр.): 22 образцам мергеля и глин елецких, задонских и евлановско-ливенских отложений – 0,27 %, 35 образцам мергеля и аргиллита из скважин нижнефаменной части разреза – 0,43 %, 70 образцам мергеля и аргиллита из верхнефаменной части разреза – 0,15 % и 136 образцам аргиллита и мергеля из турнейских относительно глубоководных отложений – 0,76 %.

Исследованиями образцов из естественных обнажений Ухтинского района и скважин с глубиной залегания франско-фаменских отложений в пределах 200-400 м установлена [15, 40] возможность выделить группы с различной литологией и содержанием $C_{орг}$, что позволило уточнить карты его распределения. Наиболее низкими содержаниями $C_{орг}$ характеризуются преимущественно карбонатные и кремнистые породы (до 6-8 %), но они обладают высоким генерационным потенциалом (табл. 1) по сравнению с глинистыми разностями. В центральных и восточных частях осадочного бассейна обогащенные $C_{орг}$ доманикиты часто чередуются с менее обогащенными прослоями (1-4 %), которые представлены более карбонатными породами. Органический углерод в последних чаще всего не превышает десятых долей процента. Отдельные прослои обогащенных $C_{орг}$ пород зафиксированы в нижней части фаменских отложений. Однако содержание $C_{орг}$ в них также не велико и не превышает 3-4 %, а в верхней преимущественно карбонатной части разреза снижается до десятых долей процента. При оценке УВ потенциала всего разреза по скважинам с глубиной залегания комплекса более 2 км приходится констатировать, что фактически можно выделить лишь два-три, редко четыре прослоя с относительно высокими значениями $C_{орг}$ при мощностях, составляющих первые метры, что не позволяет распространять полученные аналитические значения (концентрации) на весь разрез доманиково-турнейского комплекса. Несмотря на то, что прослои высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых и глинистых пород присутствуют практически во всех изученных разрезах, концентрация ОВ в среднем на породу существенно ниже, чем принимается в большинстве расчетов с использованием объемно-генетического метода по ТПОБ [3, 25, 43].

Таблица 1

Результаты пиролитического изучения доманика и доманиковых отложений из естественных обнажений ТПОБ

| Возраст | Литология | S1, мг УВ/г породы | T_{max} , °C | Общее содержание органического углерода TOC, % | S1/TOC, г/кг |
|---|---|--------------------|----------------|--|--------------|
| D ₃ vt | Глина, мергель, глинистый известняк | 0,02 | 418 | 0,3 | 6,7 |
| D ₃ f ₂ (dm) | Аргиллит известковистый темный | 10,19 | 417 | 14,18 | 1,3 |
| D ₃ f ₂ (dm) | Аргиллит | 9,39 | 419 | 13,22 | 71,0 |
| D ₃ f ₂ (dm) | Мергель | 7,26 | 420 | 10,75 | 67,5 |
| D ₃ f ₂ (dm) | Известняк и глинистый известняк | 3,81 | 420 | 6,82 | 55,9 |
| D ₃ f ₂ (sr) | Глина | 0,14 | 426 | 1,53 | 9,1 |
| D ₃ f ₂ dm ₁ | Глинистый известняк, известковистый аргиллит | 7,44 | 420 | 10,64 | 70,1 |
| D ₃ f ₂ -f ₃ | Среднее по пяти обнажениям (без чистых известняков) | 6,22 | 419,97 | 9,35 | 66,5 |

Установлена четко выраженная связь содержания $C_{орг}$ с карбонатностью пород (рис.6). Породы с низким содержанием карбонатного материала характеризуются наиболее высоким содержанием $C_{орг}$ (10-15 %), а в отдельных образцах до 20-30 %. Для литотипов известняков и глинистых известняков наоборот характерно низкое содержание $C_{орг}$ (от десятых долей до первых единиц процентов) и низкие значения показателя S1. При этом наиболее глинистые толщи замещения характеризуются практически полным отсутствием некарбонатного углерода.

По результатам ранее выполненных работ [3, 5, 49] установлено, что образцы доманиковых отложений из обнажений содержат II тип ОВ и находятся в начале «нефтяного окна» ($T_{max} = 409-424$ °C). Текущими исследованиями доказаны близкие к указанным значения катагенеза – $T_{max} = 411-423$ °C, со средними значениями 420 °C. Выводы, полученные в настоящем исследовании и статье [44] о корреляции между содержанием ОВ и литологическими типами пород (по скважинам с небольшой глубиной залегания доманика), полностью совпадают. Самым низким содержанием $C_{орг}$ характеризуются преимущественно карбонатные породы и алевролиты. В них



содержание $C_{орг}$ редко превышает 1 %. При этом наблюдается некоторое увеличение НІ при пониженных значениях T_{max} , что может свидетельствовать о наличии в этих интервалах уже перемещенных УВ.

Основные выявленные закономерности сводятся к следующему. Наиболее значимым в пределах выделенных обогащенных ОВ интервалов разреза и фациальных зон является интервал доманикового горизонта с площадью относительно глубоководного осадконакопления в зоне катагенеза ПК₃-МК₁ более 12 тыс. км при мощности нижней части 10-16 м и концентрации $C_{орг}$ 10-15 %, верхней части при мощности 12-15 м и концентрации $C_{орг}$ 8-12 %. Зона катагенеза МК₂ занимает площадь распространения около 20 тыс. км², характеризуется суммарной мощностью разреза до 15-20 м (высокоуглеродистой части) с концентрацией $C_{орг}$ 3-5 %. Зона катагенеза МК₃ занимает площадь около 35 тыс. км² со средней мощностью до 20 м и концентрацией $C_{орг}$ 4,5 % (рис.7). Следующим по значимости является интервал верхнефранского подъяруса, разделенный на два подтипа по признаку приуроченности к той или иной зоне катагенеза: преимущественно глинистых и сланцевых разностей, расположенных в зоне катагенеза МК₂ с площадью распространения около 25 тыс. км² при средней мощности разреза 12-20 м и содержанием $C_{орг}$ 3 %, и в зоне катагенеза МК₃ площадью около 40 тыс. км² при средней мощности 20 м и средней концентрации $C_{орг}$ 1,5 %. Наименее значимым из трех рассматриваемых интервалов разреза высокоуглеродистой формации, но важным для восточных районов осадочного бассейна (Предуральский прогиб и юго-восточная часть Ижма-Печорской впадины) является фаменский и нижняя часть турнейского ярусов, сложенная преимущественно глинистыми и карбонатно-глинистыми разностями, так же разделяемая на два участка в зоне катагенеза МК₂ (площадь распространения 15 тыс. км²) со средней мощностью от 20 до 30 м и содержанием $C_{орг}$ 1-2 %, и в зоне катагенеза МК₃, площадью около 60 тыс. км² с мощностью высокоуглеродистой части разреза до 30 м и содержанием $C_{орг}$ 0,5-1,0 %.

Выявленные закономерности распределения содержания некарбонатного углерода в выделенных литолого-фациальных зонах с учетом результатов расчленения доманиково-турнейской части разреза по материалам промыслово-геофизических исследований скважин позволили существенно уточнить схемы распределения органического углерода по разрезу и площади Тимано-Печорского бассейна по трем наиболее значимым частям «доманиковой» формации – доманиково-сирачойской, верхнефранско-нижнефаменской и верхнефаменско-турнейской (рис.7),

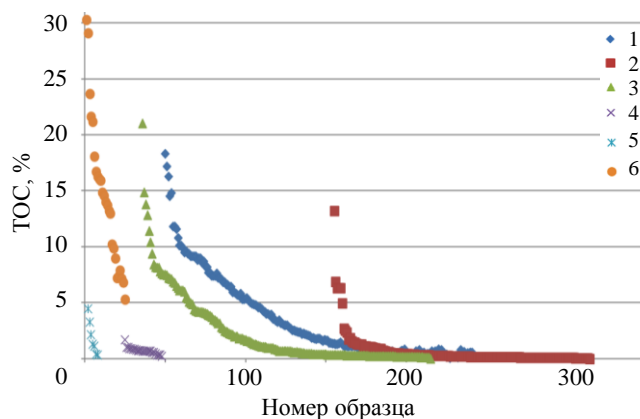


Рис.6. Распределение содержания некарбонатного углерода D₃fr₂-D₃fm₂ Тимано-Печорской провинции по литологическим типам пород

1 – аргиллит; 2 – известняк; 3 – мергель; 4 – алевролит; 5 – силицит; 6 – сапропелит

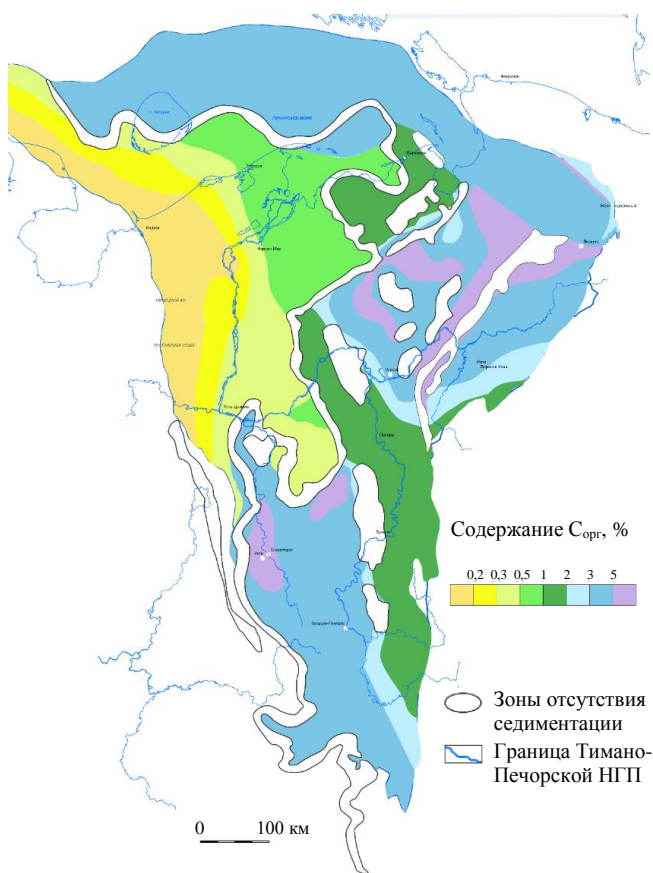


Рис.7. Средняя плотность $C_{орг}$ в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции для среднефранских (доманиковых) отложений (по [3])



в дальнейшем используемым для оценки начального углеводородного потенциала формации согласно катагенетической зональности на основе балансовых уравнений, предложенных С.Г.Неручевым, Е.А.Рогозиной и Т.К.Баженовой [3, 7, 46]. Для восстановления исходной массы ОВ (к началу мезокатагенеза – МК₁) использовался соответствующий коэффициент, применение которого доказано для доманикового типа ОВ в работах С.Г.Неручева и А.Э.Конторовича [7, 10, 50]. Этот коэффициент указывает, как изменилась масса ОВ в результате генерации летучих продуктов (вода, газы, жидкие УВ).

Расчеты генерационного потенциала доманиковой формации (Тимано-Печорский бассейн без акваториальной части – 310 тыс. км²) с учетом уточнения распределения по разрезу, площади и литологическим типам геохимических параметров разреза для областей завершения главных зон нефтеобразования и газообразования показали суммарную оценку 203,4 млрд т³ (при этом нефтяной потенциал оценен в 143,6 млрд т, газовый в 59,8 трлн м³, что в целом не противоречит соотношению из оценок [40, 51]), остаточный потенциал не эмигрировавших из толщи УВ оценен согласно текущей работе в 98,2 млрд т нефти и 24,2 трлн м³ газа (табл.2).

Таблица 2

Оценка начального потенциала высокоуглеродистой доманиковой формации ТПП

| | | | | | | | |
|-------------------------|---|--|--|---|---|----------------------------------|-------|
| Основные характеристики | Сланцевая формация | | Доманиковая юго-западная, центральная, северо-восточная части бассейна | | Доманикоидная (верхнефранская, фаменская и турнейская) центральная, северо-восточная и восточная части бассейна | | Всего |
| | Геологический возраст | | Среднефранский | | Верхнефранский, нижнефаменский | Верхнефаменский, нижнетурнейский | |
| | Осадконакопление | | Морское (относительно глубоководное) | | Морское (относительно глубоководное), морское мелководное | | |
| | Район с развитием толщ, обогащенных ОВ, тыс. км² | | 25,0 (Ухтинский район) | 140,0 (центральная, восточная и северо-восточная) | 155,0 | 58,0 | 165,0 |
| | Мощность, м | Интервал/средняя | 10-50/20 | 10-30/15 | 10-40/20 | 5-60/20 | |
| | | С повышенным содержанием С _{орг} / средняя в глинистой, карбонатно-глинистой / кремнисто-глинистой частях | 10/5/5 | 8/5/2 | 8/12/5 | 5/15/5 | |
| | Глубина, м | Интервал (до АК ₂) | 0-2000 | 2000-4600 | 1000-4500 | 2400-4400 | |
| Средняя | | 1200 | 3200 | 2800 | 3200 | | |
| Коллекторские свойства | Пластовое давление | | Аномально высокое | Высокое | Нормальное | Нормальное | |
| | Среднее ТОС (%) на обогащенную часть разреза / пересчитанный до начала катагенеза / количество образцов С _{орг} и С _{неорг} | | 8,0/8,5/2150 | 4,0/6,0/680 | 2,0/3,0/1810 | 1,5/2,2/685 | |
| | Термическая зрелость по отражательной способности витринита, % Ro | | 6,5-8,0 | 8,0-12,0 | 7,5-12,0 | 7,8-11,0 | |
| | Глинистость | | Высокая | Средняя и низкая | Средняя и низкая | Низкая | |
| | Емкостное пространство (пористость + трещиноватость), % | | 4 | 3 | 2,5 | 1,5 | |
| Ресурсы | Нефтяная фаза | | Нефть | Нефть-конденсат | Нефть-конденсат | Нефть-конденсат | |
| | Геологические ресурсы (генерированные), млрд м³ | | 40,0 | 84 | 62 | 17,4 | 203,4 |
| | Геологические ресурсы нефти (генерированные), млрд т | | 36,0 | 56,4 | 41,2 | 10,0 | 143,6 |
| | Геологические ресурсы газа (генерированные), трлн м³ | | 4,0 | 27,6 | 20,8 | 7,4 | 59,8 |

Заключение. С учетом проведенных исследований существенно уточнено распределение органического углерода как по разрезу, так и площади для среднефранско-турнейской высокоуглеродистой формации. Выделены наиболее обогащенные интервалы в среднефранской, верхнефранско-нижнефаменской и верхнефаменско-турнейской частях разреза. Уточнены литолого-



фациальные особенности отложений доманикового горизонта, верхнефранско-нижнефаменского подъярусов и верхнефаменско-турнейского яруса в зонах относительно глубоководной части шельфа, характеризующихся наибольшими содержаниями ОВ, и островного мелководья – с наименьшими концентрациями ОВ.

Выполнена систематизация литологических типов пород в генетические группы отложений среднефранско-турнейского комплекса. В пределах литолого-фациальной зоны наибольшие содержания ОВ характерны для наименее катагенетически преобразованных сапропелитов, глин, мергелей и, наоборот, наименьшие – для районов залегания комплекса на больших глубинах (в зонах высокого катагенеза), представленных силицитами, алевролитами, известняками и доломитами.

Установлено, что распространение средних значений содержания $C_{орг}$, полученных по отдельным образцам на всю высокоуглеродистую формацию, без учета литологического типа существенно искажает оценку объемов некарбонатного углерода толщи, поскольку зависит не только от его содержания в конкретном интервале разреза, но и от доли в разрезе литологических типов с большой концентрацией $C_{орг}$ (сапропелитов, аргиллитов, мергелей). Так, пересчет плотности $C_{орг}$ по Ухтинскому району показал текущие концентрации ниже на 1 км² в 2-4 раза по сравнению с известными оценками, приводимыми в работах Т.К.Баженовой и др. [3]; О.М.Прищепы и др.; Т.А.Кирюхиной и др. [5, 14]; Н.К.Фортуновой и др. [15]. При этом на большей территории Печоро-Колвинской и Хорейверской нефтегазоносных областей остаточные плотности $C_{орг}$ согласно проведенным исследованиям, наоборот, оцениваются значительно выше, чем по ранним работам, несмотря на более существенную степень преобразованности ОВ по сравнению с Ухтинским районом.

Суммарная площадь развития зон повышенной концентрации ОВ в породах доманиково-турнейского комплекса составляет лишь около 50 % от всей площади провинции (без учета ее акваториальной части), а площадь зон с высокой концентрацией $C_{орг}$ (более 5 %) при большом количестве таких значений (более 25 % образцов) занимает менее 12 % площади провинции. В диапазоне средних значений $C_{орг}$ 2-5 % находится еще около 15 % площади.

Выявленные закономерности распределения текущего содержания ОВ позволили пересчитать его содержание на начало катагенеза, а с учетом катагенетической зональности выполнить оценку начального потенциала высокоуглеродистой доманиковой формации ТПП (наиболее существенное уточнение получено для центральной части Ижма-Печорской впадины, южной части Денисовского прогиба и севера Хорейверской впадины, а также акваториального продолжения Тимано-Печорской провинции в Печорском море), что позволяет использовать эти данные для приведения к начальным концентрациям ОВ и оценке остаточной массы подвижных битумоидов в низкопроницаемой матрице высокоуглеродистой формации.

Наиболее перспективные участки для дальнейшего научного и промышленного изучения нетрадиционных скоплений («сланцевых») УВ в пределах ТПП, сформированных за счет неэмигрировавшей части генерированных из «доманиковой» нефтегазоматеринской формации УВ, являются участки, сопряженные с зонами высокой концентрации $C_{орг}$ по большей части в умеренно-глубоководном бассейне с некомпенсированным преимущественно глинистым и глинисто-карбонатным осадконакоплением. Оптимальная степень преобразованности ОВ в таких районах оценивается для стадий МК₁-МК₂ (средне-верхнефранские и нижнефаменские отложения в пределах юго-западной части Ижма-Печорской впадины и верхнефранские и нижнефаменские отложения восточной части Хорейверской впадины).

ЛИТЕРАТУРА

1. Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность // Советская геология. 1980. № 11. С.3-12.
2. Уланов В.Л., Уланова Е.Ю. Влияние внешних факторов на национальную энергетическую безопасность // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 474-480. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.474
3. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф. и др. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб: ВНИГРИ, 2008. 164 с.
4. Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 2. С. 129-138. DOI: 10.18599/grs.2022.2.13



5. Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 87-100.
6. Бушнев Д.А. Геохимия органического вещества аноксических бассейнов // Вестник геонаук. 2022. № 2 (326). С. 3-11. DOI: [10.19110/geov.2022.2.1](https://doi.org/10.19110/geov.2022.2.1)
7. Неручев С.Г., Розгозина Е.А., Парнарова Г.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманиковского типа. Л.: Недра, 1986. 246 с.
8. Алексеев А.Д., Жуков В.В., Стрижнев К.В., Черевко С.А. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 695-704. DOI: [10.25515/PMI.2017.6.695](https://doi.org/10.25515/PMI.2017.6.695)
9. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Порожун В.И. и др. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 51-65.
10. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.
11. Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Косачев И.П. и др. Гидротермальные превращения органического вещества высокоуглеродистой доманиковой породы при разных температурах в углекислотной среде // Нефтехимия. 2020. Т. 60. № 3. С. 307-320. DOI: [10.31857/S0028242120030090](https://doi.org/10.31857/S0028242120030090)
12. Yousef I., Morozov V.P., Kolchugin A.N., Leontev A. Impact of microfacies and diagenesis on the reservoir quality of Upper Devonian carbonates in Southeast Tatarstan, Volga-Ural Basin, Russia // Petroleum Research. 2023. Vol. 8. Iss. 3. P. 386-403. DOI: [10.1016/j.ptlrs.2022.10.006](https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.10.006)
13. Romashev A., He D., Aleksandrova T., Nikolaeva N. Technological Typomorphic Associations in Caustobiolites and Methods of Their Extraction // Metals. 2021. Vol. 11. Iss. 1. № 121. DOI: [10.3390/met11010121](https://doi.org/10.3390/met11010121)
14. Санникова И.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 65-79. DOI: [10.18599/grs.19.8](https://doi.org/10.18599/grs.19.8)
15. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэ-Гурий А.Г., Канев А.С. и др. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. 2020. Т. 4. С. 45-64. DOI: [10.31087/0016-7894-2020-4-45-64](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-45-64)
16. Klimenko S.S., Anischenko L.A., Antoshkina A.I. The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems // Arctic Petroleum Geology. 2011. Vol. 35. P. 223-236. DOI: [10.1144/M35.13](https://doi.org/10.1144/M35.13)
17. Torba D.I., Nikiforova V.S. Oil recovery increase in kerogen of the Bazhenov formation by a thermal treatment technology / Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. London: CRC Press, 2019. Vol. 1. P. 139-144.
18. 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.
19. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) / Под ред. Н.И.Никонова, В.И.Богацкого, А.В.Мартынова и др. Ухта: ООО «Региональный Дом печати», 2000. 67 с.
20. Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). СПб: Недра, 2007. 151 с.
21. Пономаренко Е.С., Антошкина А.И., Сандула А.Н., Салдин В.А. Малое геологическое кольцо Республики Коми. Сыктывкар: Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН, 2021. 60 с.
22. Патент № 2021622598 РФ. База данных содержания органического углерода в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.Х.Ибатуллин, Э.Р.Федорова, О.М.Прищепа. Опубл. 23.11.2021. Бюл. № 12.
23. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Под. ред. Е.Л.Теплова, П.К.Костыговой, О.Т.Никитиной. СПб: Реноме, 2011. 285 с.
24. Lindquist S.J. The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik – Paleozoic Total Petroleum System: Open-File Report 99-50-G. Reston: U.S. Department of the Interior, Geological Survey, 1999. 40 p. DOI: [10.3133/ofr9950G](https://doi.org/10.3133/ofr9950G)
25. Кривошеков С.Н., Боталов А.Н. Особенности строения и условия формирования раннефаменских рифогенных отложений южной части Денисовского прогиба Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 3. С. 173-185. DOI: [10.18799/24131830/2023/3/3863](https://doi.org/10.18799/24131830/2023/3/3863)
26. Chang-Min Yu, Yue Li, Kun Liang. Devonian reef development and strata-bound ore deposits in South China // Journal of Palaeogeography. 2021. Vol. 10. Iss. 4. P. 571-583. DOI: [10.1016/j.jop.2021.11.005](https://doi.org/10.1016/j.jop.2021.11.005)
27. Renaud E., Weissenberger J.A.W., Harris N.B. et al. A reservoir model for geothermal energy production from the Middle Devonian Slave Point Formation // Marine and Petroleum Geology. 2021. Vol. 129. № 105100. DOI: [10.1016/j.marpetgeo.2021.105100](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105100)
28. Xinpeng Liang, Zhijun Jin, Philippov V. et al. Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian-Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin // Marine and Petroleum Geology. 2020. Vol. 119. № 104438. DOI: [10.1016/j.marpetgeo.2020.104438](https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104438)
29. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 77-86. DOI: [10.18599/grs.61.2.7](https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7)
30. Шибина Т.Д., Скивинская И.Р., Отмас А.А. Литологические исследования как метод фациальной диагностики карбонатных верхнедевонских рифогенных отложений Тимано-Печорской НГП / От анализа вещества – к бассейновому анализу: Материалы 13 Уральского литологического совещания, 19-23 октября 2020, Екатеринбург, Россия. Екатеринбург: Институт геологии и геохимии УрО РАН, 2020. С. 304-307.
31. Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 56-64. DOI: [10.18599/grs.19.7](https://doi.org/10.18599/grs.19.7)
32. Litvinenko V.S., Kozlov A.V., Stepanov V.A. Hydrocarbon potential of the Ural-African transcontinental oil and gas belt // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2017. Vol. 7. Iss. 1. P. 1-9. DOI: [10.1007/s13202-016-0248-4](https://doi.org/10.1007/s13202-016-0248-4)
33. Matveev V.P., Tarasenko A.B. The study of the Berkha Island reef massif (Novaya Zemlya), based on lithological and geochemical data // Geochemistry. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125500. DOI: [10.1016/j.geoch.2019.02.003](https://doi.org/10.1016/j.geoch.2019.02.003)



34. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука, 1970. 85 с.
35. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76-87.
36. Abrams M.A., Apanel A.M., Timoshenko O.M., Kosenkova N.N. Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1999. Vol. 83. № 4. P. 553-577. DOI: 10.1306/00AA9BF6-1730-11D7-8645000102C1865D
37. Alsgaard P.C. Eastern Barents Sea Late Palaeozoic setting and potential source rocks / Norwegian Petroleum Society Special Publications. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V., 1993. Vol. 2. P. 405-418. DOI: 10.1016/B978-0-444-88943-0.50030-7
38. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Большакова М.А. Геохимия углеводородов – биомаркеров и изотопов углерода органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Геохимия. 2023. Т. 68. № 2. С. 139-148. DOI: 10.31857/S0016752523020036
39. Ulmishek G.F. Upper Devonian-Tournaisian Facies and Oil Resources of the Russian Craton's Eastern Margin / Devonian of the World: Proceedings of the 2nd International Symposium on the Devonian System. Calgary: Canadian Society of Petroleum Geologists, 1988. Memoir 14. Vol. 1. P. 527-549.
40. Prischeva O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // Frontiers in Earth Science. 2022. Vol. 10. № 958315. DOI: 10.3389/feart.2022.958315
41. Wendt J. Middle and Late Devonian sea-level changes and synsedimentary tectonics in the eastern Anti-Atlas (Morocco) // Journal of African Earth Sciences. 2021. Vol. 182. № 104247. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2021.104247
42. Racki G., Königshof P., Belka Z. et al. Diverse depositional and geochemical signatures of the Frasnian-Famennian global event in western Thailand reveal palaeotethyan vs. Western Australian geotectonic affinities // Journal of Asian Earth Sciences: X. 2019. Vol. 2. № 100010. DOI: 10.1016/j.jaesx.2019.100010
43. Nasyrova Z.R., Kayukova G.P., Onishchenko Y.V. et al. Conversion of High-Carbon Domanic Shale in Sub- and Supercritical Waters // Energy & Fuels. 2020. Vol. 34. Iss. 2. P. 1329-1336. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.9b03130
44. Фортунатова Н.К., Варламов А.И., Канев А.С. и др. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 8. С. 1132-1152. DOI: 10.15372/GiG2021131
45. Kabanov P., Hauck T.E., Gouwy S.A. et al. Oceanic anoxic events, photic-zone euxinia, and controversy of sea-level fluctuations during the Middle-Late Devonian // Earth-Science Reviews. 2023. Vol. 241. № 104415. DOI: 10.1016/j.earscirev.2023.104415
46. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. 29 с. DOI: 10.17353/2070-5379/45_2016
47. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 402-407. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.2
48. Ibrahim Y., Morozov V.P., Kolchugin A.N. et al. Microfacies analysis and depositional environment of the Upper Devonian Dankovo-Lebedyansky sediments, Tatarstan, Volga-Ural Basin, Russia // Petroleum Research. 2023. Vol. 8. Iss. 2. P. 244-255. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2022.07.003
49. Астахов С.М. Уточнение модели созревания витринита в дислоцированных областях // Геология нефти и газа. 2014. № 3. С. 64-74.
50. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 224 с.
51. Requejo A.G., Sassen R., Kennicutt II M.C. et al. Geochemistry of oils from the northern Timan-Pechora Basin, Russia // Organic Geochemistry. 1995. Vol. 23. Iss. 3. P. 205-222. DOI: 10.1016/0146-6380(94)00127-M

Авторы: О.М.Прищепа, д-р геол.-минерал. наук, профессор, otr2007_61@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8404-7073> (Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия), Н.В.Синица, аспирант, <https://orcid.org/0009-0001-9508-0749> (Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия), А.Х.Ибатуллин, аспирант, <https://orcid.org/0000-0001-6591-2957> (Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.