

УДК 553.98:550.8

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДРЕВНИХ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕЗЕНСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАСЕЙНОВОГО АНАЛИЗА



Д. В. ПЕСКОВ,
аспирант



О. М. ПРИЩЕПА,
зав. кафедрой, проф., д-р геол.-минерал. наук,
prischepa_ot@pers.spmi.ru



А. М. ЖАРКОВ,
проф., д-р геол.-минерал. наук

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

Введение

Россия обладает уникальными запасами углеводородов (УВ), сосредоточенными преимущественно в труднодоступных, в том числе в Арктических регионах страны [1–3], занимая 29,1 % от общемировой территории Арктики [4]. При этом осадочные бассейны северных регионов и в первую очередь шельфа характеризуются слабой изученностью [5, 6]. По оценке Министерства природных ресурсов и экологии РФ и Федерального агентства по недропользованию [7], обеспеченность активными запасами нефти составляет лишь 19–20 лет, а основными регионами возможного прироста запасов обозначены Восточная Сибирь (Сибирская платформа) и арктический шельф, требующие огромных затрат при проведении геологоразведочных работ (ГРП) на единицу запасов и характеризующиеся значительным разрывом между завершением поисково-разведочных работ и началом освоения, что, в свою очередь, приводит к многолетнему «замораживанию» инвестиций и утрате коммерческого интереса к такого рода проектам [8–11]. При этом даже в европейской части страны остаются недоизученные и неоднозначно

Исследовано строение осадочного чехла Мезенско-Беломорского региона. Основной отличительной чертой Мезенской синеклизы является трехслойное строение осадочного чехла, сложенного породами верхнего протерозоя, венда-кембрия и палеозоя. При небольшой мощности вендско-кембрийской и палеозойской частей осадочного чехла, перспективы нефтегазоносности которых оцениваются крайне низко, мощность средневерхнерифейских отложений составляет на суше 3–5 км, а в акватории достигает 6 км и более, что позволяет оценивать их как самостоятельное направление исследований. Обработка результатов бурения скважины Средне-Няфтинская 21 позволила получить более системное представление о строении древних толщ рифейского возраста.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские свиты, нефтегазоносность докембрия, Мезенская синеклиза, Белое море, Мезенско-Беломорский тектонический блок, скважина Средне-Няфтинская

DOI: 10.17580/gzh.2024.09.02

оцененные значительные по площади территории, к числу которых в первую очередь следует отнести в какой-то мере схожую с Сибирской платформой Мезенскую синеклизу [12]. Последнюю можно рассматривать как единую в тектоническом отношении структуру [13] с современным бассейном Белого моря (Мезенско-Беломорский тектонический блок).

Нефтегазоносность древних осадочных толщ является одним из важных направлений расширения сырьевой базы УВ. К числу территорий с выявленными месторождениями углеводородов в докембрийских отложениях относится южная часть Сибирской платформы [14–16], существуют предпосылки открытия скоплений нефти и газа на севере Сибирского кратона (Анабаро-Ленский регион [17]). В пределах Восточно-Европейской платформы (ВЕП) широко представлены районы (Мезенская синеклиза, Камско-Бельский авлакоген [18] и Южное Предуралье [19]) со значительным развитием древних осадочных толщ, оценка перспектив которых нуждается в дополнительном обосновании.

На большей части в пределах Беломорско-Мезенского бассейна (без Вычегодского прогиба) перспективы вендско-кембрийских и палеозойских отложений практически по всем известным оценкам определены как довольно низкие. Это касается и официальной оценки Роснедр и многочисленных авторских оценок (рис. 1) [12, 20–22]. Наиболее оптимистичные прогнозы даны в монографии С. В. Аплонова, 2006 г. (1480 млн т у.т. извлекаемых ресурсов). По акватории Белого

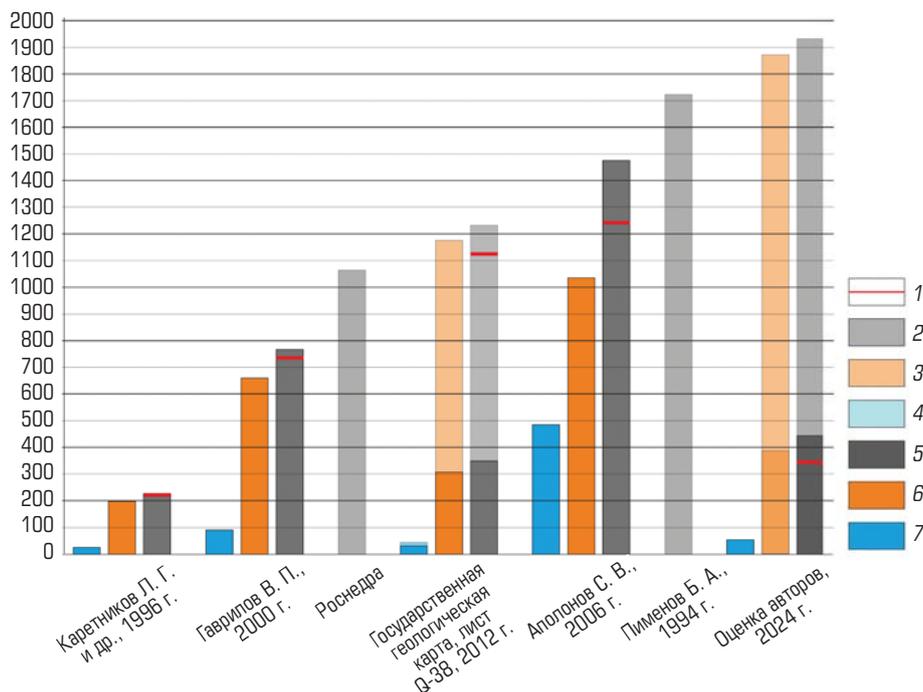


Рис. 1. Гистограмма оценки ресурсного потенциала Мезенской синеклизы

1 – доля ресурсов, приходящихся на рифейский комплекс;
 2 – геологические ресурсы суммарные, млн т н. э.;
 3 – геологические ресурсы нефти, млн т; 4 – геологические ресурсы газа, млрд м³; 5 – извлекаемые ресурсы суммарные, млн т н. э.;
 6 – извлекаемые ресурсы нефти, млн т; 7 – извлекаемые ресурсы газа, млрд м³

моря ресурсный потенциал оценивается в 1048 млн т у.т. геологических ресурсов, из которых лишь 174 млн т у.т. – извлекаемые с преобладающей долей жидких УВ (80 %) по оценке ВНИИОкеангеологии совместно с Морской арктической геологоразведочной экспедицией (МАГЭ) (2005 г.). В целом по Беломорско-Мезенскому бассейну начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов по рифейскому комплексу составляют 1121 млн т у.т. – по данным, представленным в объяснительной записке к Государственной геологической карте 2012 г.

Наиболее системные и обоснованные оценки на базе использования объемно-генетического метода были предложены в трех отчетах Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ) (ответственные исполнители Л. Г. Каретников, В. Н. Макаревич, А. М. Жарков) и в работе, выполненной в Институте геологии (ИГ) Коми филиала УрО РАН под руководством Б. Г. Пименова. Диапазон оценок варьировал от 120–200 до 1600 млн т у.т. (с учетом Вычегодского прогиба по оценке ИГ Коми филиала), что в целом для территории в 100 тыс. км² вряд ли можно считать оптимистичным. По сути, перспективы сведены к возможной нефтегазоносности рифейских отложений, выполняющих рифтогенные прогибы [23].

Изученность объекта исследований

Неопределенность или лишь качественные оценки ресурсов во многих исследованиях были результатом явного несоответствия текущей изученности и проведенных объемов ГРП, сложности геологического строения древних толщ (рис. 2).

Это относится к основным четырем периодам изучения: периоду бурения опорных и параметрических скважин в конце 1950 – начале 1960-х годов; периоду завершения системного изучения силами производственного геологического объединения (ПГО) «Севзапгеология» в середине 1970-х годов; периоду завершения сейсморазведочных региональных работ по отдельным профилям как госпрограмме (I, V, 22-РС, 26-РС) и за счет средств «альянса компаний недропользователей» в начале XXI в., так и после завершающей стадии изучения (площадная сейсморазведка и бурение Средне-Няфтинской скв.21 «Архангельскеолдобыча») в начале 2000-х годов. За всю историю изучения региона не было обнаружено промышленных притоков [21].

Низкое качество сейсморазведки и ее недостаточные объемы (менее 0,01 км/км² [21]) наряду с плохо сохранившимся керном и небольшим количеством изученных современными лабораторными методами образцов не позволяли использовать такой широко распространенный на региональном и зональном этапах изучения метод, как анализ углеводородных систем, а применение альтернативных методов количественного прогноза не давало качественно нового результата, позволяющего выявить направления развития дальнейших работ на нефть и газ. Сравнительно недавно был выполнен большой объем работ в акватории Белого моря [22, 24, 25], который в значительной мере меняет представления о строении региона.

Общая характеристика региона

В северной части ВЕП обособляются две надпорядковые геологические структуры – Балтийский щит и Русская плита,

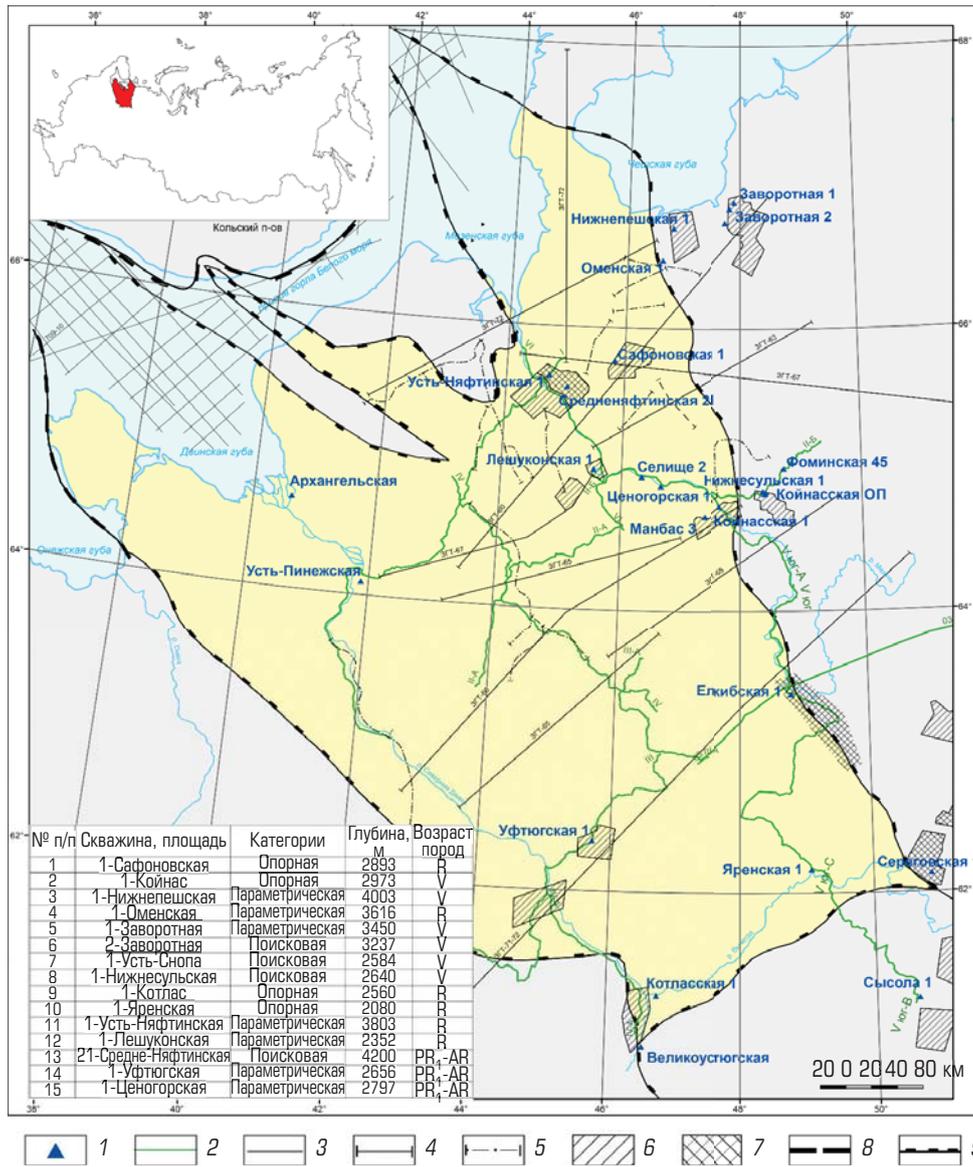


Рис. 2. Схема изученности Мезенской синеклизы:

1 – скважины; 2 – региональные сейсмические профили; 3 – профили на акватории Белого моря («МАГЭ»); 4 – профили корреляционного метода преломленных волн (КМПВ); 5 – профили метода отраженных волн (МОВ); 6 – площадная сейсмика МОВ; 7 – площадная сейсмика метода общей глубинной точки (МОГТ); 8 – тектонические границы надпорядковых структур; 9 – тектонические границы структур первого порядка

в составе которой выделяется Московская и Мезенская синеклизы [26].

Одной из важных геологических особенностей строения платформенного чехла краевой части ВЕП является наличие серии рифтов (авлакогенов) рифейского возраста [27]. В это время территория Мезенской синеклизы представляла собой раздробленную на серию грабенов и горстов континентальную окраину. Основное накопление осадков происходило в грабенах – рифтах, специфичных для конца протерозоя структурах, образовавшихся во многих участках Восточно-Европейского континента.

Мезенско-Беломорский тектонический блок развивался как осадочный бассейн на протяжении большей части среднего и позднего протерозоя-венда и фанерозоя. На его историю больше всего повлияли два основных тектонических режима: фазы растяжения и связанные с ними рифтообразование и пострифтовые термические погружения в позднем протерозое; фазы спокойного тектонического пострифтового режима в позднем палеозое и мезозое. Взаимодействие этих режимов сформировало структурно сложный тектонический комплекс, который состоит из нескольких тектоноосадочных элементов, включая рифтовый, синрифтовый и плитный комплексы.

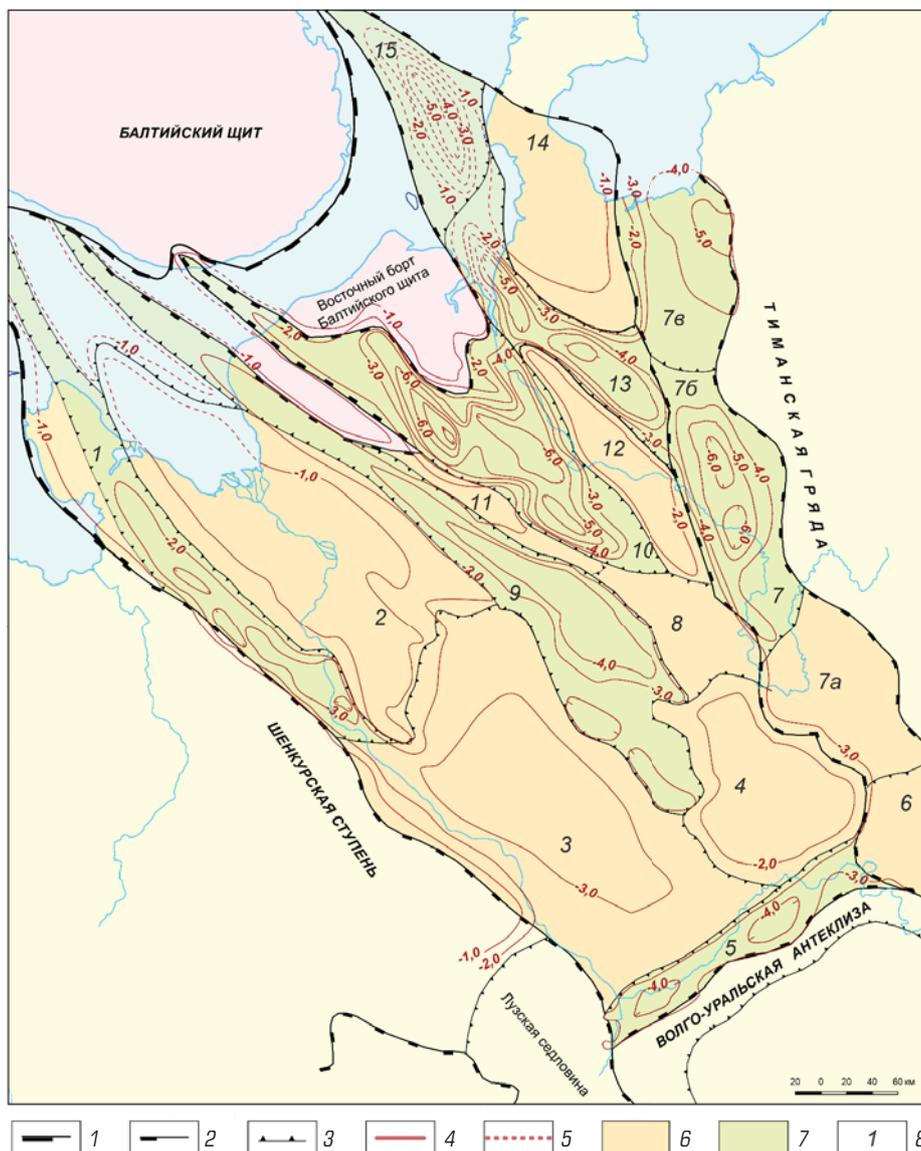


Рис. 3. Структурная карта по подошве рифейского комплекса:

- 1 – тектонические границы надпорядковых структур;
- 2 – тектонические границы структур первого порядка;
- 3 – тектонические границы структур второго порядка;
- 4 – изогипсы подошвы рифейских отложений на суше; 5 – изогипсы рифейских отложений на море;
- 6 – поднятия; 7 – впадины;
- 8 – структуры: 1 – Кандалакшко-Двинский линейный прогиб, 2 – Архангельский выступ, 3 – Пинежская седловина, 4 – Вашкинский свод, 5 – Котласский линейный прогиб, 6 – Вычегодский прогиб, 7 – Предтиманский прогиб (7а – Вымьская впадина; 7б – Восточно-Сафоновский прогиб; 7в – Пешская впадина), 8 – Мезенско-Вашкинская седловина, 9 – Керецко-Пинежский прогиб, 10 – Лешуконский прогиб, 11 – Полтинско-Ежутский вал, 12 – Мезенский вал, 13 – Сафоновский прогиб, 14 – Несско-Тылугский выступ, 15 – Панойская котловина

В наиболее приподнятых блоках фундамент выведен на земную поверхность (Балтийский щит); в наиболее погруженных частях платформы глубины фундамента достигают 5–10 км [28] (рифты Мезенской синеклизы и Панойская впадина). Общая мощность осадков Мезенско-Беломорского сегмента варьирует от 1–3 км на выступах фундамента до 5–8 км в пределах впадин (рис. 3) рифтогенного происхождения (Сафоновский и Лешуконский прогибы на суше и в пределах Белого моря Панойская впадина) [21]. Также наибольшие мощности осадков наблюдаются в зоне сочленения с Тиманским сооружением в Притиманском прогибе.

Методы и материалы исследования

Отсутствие в верхнепротерозойских отложениях растительного детрита и угольных включений, которые позволяют изучить отражательную способность витринита

и, соответственно, катагенез органического вещества (ОВ), в существенной мере затрудняет прямую оценку степени преобразования пород, что вынуждает использовать преимущественно косвенные данные о термической истории бассейна (рис. 4, а). Возможным подходом к оценке катагенеза ОВ является установление максимальных глубин погружения отложений (см. рис. 4, б) и использование аналогий с глубинами залегания палеозойских отложений соседних регионов, для которых на основании обобщения многочисленных определений отражательной способности витринита были построены схемы глубинной катагенетической зональности.

В скважине Средне-Няфтинская 21 средние значения теплового потока равны 55,8 мВт/м, поинтервальные в отложениях дорогорской свиты верхнего рифея на глубине около 2800 м достигают 87,3 мВт/м [29]. Геотермические градиенты низкие, в диапазоне от 8 до 21,6 °С/км пластовые

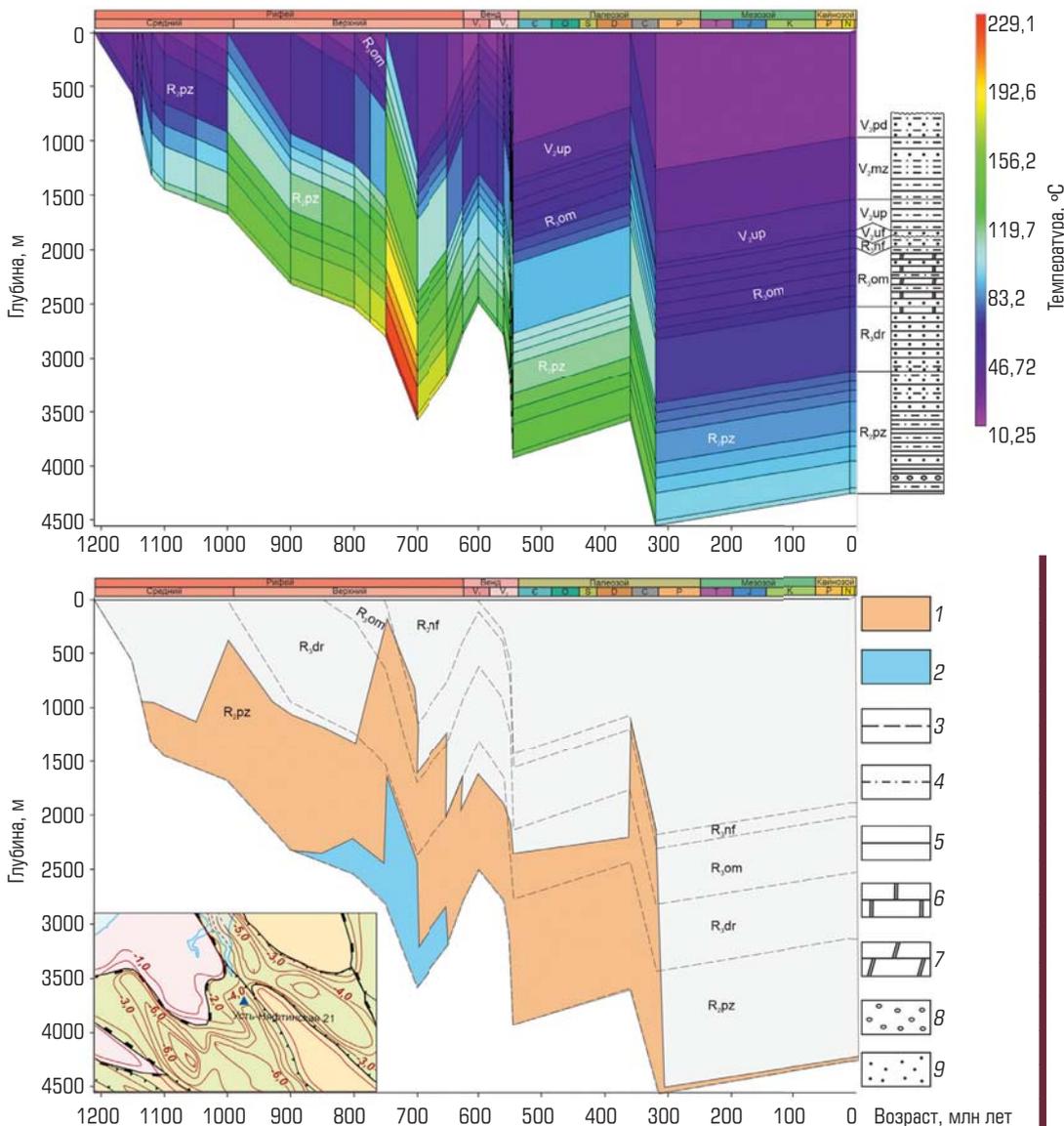


Рис. 4. Расчетные палеотемпературы (а) и зональность нефтегазообразования (б) по скважине Средне-Няфтинская 21:
 1 – зона нефтеобразования;
 2 – зона газообразования;
 3 – подошва отложений;
 4 – алевролит;
 5 – аргиллит;
 6 – доломит;
 7 – мергель;
 8 – конгломерат;
 9 – песчаник

температуры на глубинах 3,5–4 км составляют порядка 60–70 °С.

Для оценки нефтегазового потенциала использовали средние значения органического углерода (C_{org}), хлороформенных и спиртобензоловых битумоидов (ХБ и СББ), определенные для 570 образцов глинистых и алевроитовых пород (данные ВНИГРИ и ИГ УрО РАН [12, 30, 31]).

Результаты исследования

Отложений, классифицируемых как богатые органикой, – нефтематеринские в пределах Мезенской синеклизы, не выявлено. Низкая геохимическая изученность скважин затрудняет достоверное выделение интервалов нефтегазоматеринских отложений.

Крайне сдержанные оценки углеводородного потенциала докембрийских отложений, несмотря на предположение

о наличии двух углеводородных систем: раннесреднерифейской и позднерифейско-вендской, с учетом выявления инфильтрационного режима водообмена в палеозойской и мезозойской маломощных частях разреза при отсутствии собственного генерационного потенциала [32, 33], заставляли каждый раз искать новую аргументацию для возобновления интереса к региону, переосмысления ранее полученных результатов и поиска причин, не позволивших позитивно оценить возможность формирования и сохранения скоплений УВ в древних толщах.

При этом основной проблемой сохранения углеводородного потенциала региона, по мнению Т. К. Баженовой [34], являются «катагенетические взаимоотношения рифея с вышележащими отложениями», что привело, несмотря на возможность формирования значительного объема генерированных УВ, практически к их полному рассеиванию еще в допалеозойском этапе

Таблица 1. Геохимические параметры рифейских сероцветных отложений Мезенской синеклизы (возможных нефтегазоматеринских горизонтов), по данным ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ВНИГНИ)

Площадь, скважина	Возраст	Породы	Суммарная мощность, м	C _{нк} , % на породе			ХБ, % на породе		
				X	Диапазон значений	Число образцов	\bar{X}	Диапазон значений	Число образцов
Усть-Няфта 1	Пезская R _{2pz}	Аргиллиты	300	0,52	0,25–0,99	7	0,01	0,004–0,03	7
Усть-Няфта 1	Оменская R _{3om}	Аргиллиты, мергели, доломиты	160	0,18	0,11–0,32	15	0,03	0,003–0,06	16
Усть-Няфта 1	Няфтинская R _{3nf}	Аргиллиты, мергели, доломиты, известняки	120	0,13	0,12–0,16	6	0,018	0,003–0,04	10
Сафоново 1	Оменская R _{3om}	Аргиллиты	130	0,25	0,12–0,39	10	0,0093	0,0012–0,03	11
Ома 1	То же	То же	200	0,14	0,1–0,32	56	0,0056	0,0006–0,04	56
Лешуконская 1	– » –	– » –	>50	0,62	–	1	0,04	–	1

Таблица 2. Результаты пиролитических и битуминологических исследований образцов рифея скважины Средне-Няфтинская 21, по данным ФГУП «ВНИГРИ» и ФГУП «ВНИГНИ»

Образец	Глубина, м	Возраст	Нерастворимый осадок (НО) пород, %	C _{нк} пород, %	Люминесцентный метод		Метод Rock-Eval			Данные экстракции битумоидов				
					ХБ, %	СББ, %	S ₁ , %	S ₂ , %	T _{пик} , °C	Образец	Глубина, м	НО пород, %	C _{нк} пород, %	ХБ в породе, %
снф-21/41	2082,2	Оменская R _{3om}	84,5	0,36	0,03	0,02	0,1	0,6	437	снф-21/41,43	2082 2337	88	0,64	0,0084
снф-21/43	2336,6	То же	89,2	0,6	0,04	0,02	0,2	0,6	444			85,2	0,46	0,012
снф-21/46	3189,2	Пезская R _{2pz}	86,2	0,63	0,04	0,01	0,2	0,8	456	снф-21/46,49	3189 3277	75,2	0,39	0,004
снф-21/49	3276,8	То же	84,7	0,36	0,04	0,02	0,1	0,5	466					
снф-21/52	3650,4	– » –	69,4	0,19	0,03	0,01	0,1	0,5	492	снф-21/52,28	3650 3663			
снф-21/28	3663,3	– » –	64,3	0,39	0,02	0,01	0,1	0,5	478					
снф-21/29	3921,3	– » –	80,4	0,64	0,02	0,01	0,1	0,4	492					
снф-21/32	4100,2	– » –	78,1	0,13	0	0								

развития, что существенно отличает Мезенско-Беломорский бассейн от древних бассейнов Сибирского кратона, где несогласие не было столь масштабным, а достижение температур генерации нефти не было столь ранним.

Главствующая роль в нефтегазообразовании в Мезенской синеклизе должна принадлежать рифейским отложениям. На это указывают значительно большие суммарные мощности глинистых пород [35], более высокие концентрации ОВ и битумоидов, большие глубины залегания и стадии катагенетического преобразования ОВ.

В разрезе рифея северо-востока синеклизы выделяют две наиболее перспективные толщи: пезская свита и сафоновская серия в составе верхних слоев оменской свиты и няфтинской свиты. Содержание органического вещества (табл. 1) по рифейским отложениям изменяется в диапазоне от 0,1 до 0,99 % при средних значениях 0,32 % некарбонатного углерода (C_{нк}) на породе.

Наиболее представительными являются исследования образцов скважины Средне-Няфтинская 21 в интервале глубин 2082,2–4100,2 м (оменская и пезская свиты). Для скважины определены содержание некарбонатного углерода C_{нк}, содержание ХБ и СББ люминесцентным методом, остаточное содержание УВ-потенциала методом Rock-Eval (табл. 2).

Наибольшие концентрации C_{нк} (≥0,6 %) отмечены на глубинах 2336,5; 3189,2; 3921,3 м. Значения пика S₁, по данным Rock-Eval, – 0,11–0,20 %, этот пик примерно отвечает содержанию битумоида в породе. В целом значения S₂ весьма низкие, т. е. УВ-потенциал ОВ в значительной мере израсходован; остаточный (наличный) потенциал во всех образцах данной коллекции является газовым, газоконденсатным, но никак не нефтяным. Аналитические показатели свидетельствуют о весьма высоком катагенезе ОВ во всем исследуемом двухкилометровом диапазоне рифейского разреза.

Значения T_{\max} в целом возрастают вниз по разрезу: от 437 до 492 °С, что примерно отвечает диапазону градации катагенеза от МК₃ до АК₁₋₂. В отложениях пезской свиты катагенез ОВ находится на стадии МК₄₋₅ – АК₂₋₃, соответственно данная, когда-то значимая нефтематеринская свита, уже исчерпала свой генерационный потенциал. В вышезалегающих отложениях сафоновской серии катагенез ОВ находится на стадии МК₄₋₅, с возможностью генерировать газообразные УВ там, где глубина погружения толщи превышает величину эродированных ранневендским размывом отложений.

Обсуждение результатов

По результатам расчетов, выполненных объемно-генетическим способом с использованием балансовых уравнений (С. Г. Неручев и др., 2004), приведенных в отчете Л. Г. Каретникова и др., общие ресурсы нефти по Мезенской синеклизе (без Вычегодского и Притиманского прогибов) оценены лишь в 200 млн т нефти (извлекаемые запасы) и 25 млрд м³ газа с наибольшей их концентрацией в Лешуконском и Сафоновском прогибах.

Выполнено бассейновое моделирование в программном комплексе Temis 3D компании Grainlab. В целом по Мезенской синеклизе геологические ресурсы оценены в 1888,6 млн т жидких УВ. Извлекаемые УВ оценены от 293,3 до 396,2 млн т, в том числе 253,2–310,6 млн т по рифею и 41,2–85,6 млн т по венду. Ресурсы свободного газа оценены в 50,6 млрд м³, в том числе 40,4 млрд м³ по рифею и 10,2 млрд м³ по венду.

Несмотря на существенное различие оценок по нефти почти в два раза по результатам бассейнового моделирования и расчетов, выполненных объемно-генетическим способом, подтверждены крайне низкие перспективы газоносности Мезенской синеклизы (без учета Вычегодского прогиба) и ограниченные перспективы нефтеносности, связанные с крупными рифейскими прогибами рифтогенного типа (Восточно-Сафоновским – 70,5 млн т; Сафоновским – 39,8 млн т; Лешуконским – 62,4 млн т).

Сравнительный анализ всех оценок свидетельствует о том, что наибольший интерес в части нефтегазоносности

представляют Предтиманский, Сафоновский и Лешуконский прогибы, которые оценивают как наиболее предпочтительные по условиям нефтегазообразования и возможностям аккумуляции жидких УВ. Дополнительный интерес к рифтогенным прогибам вызван результатами изучения древних толщ и данными моделирования возможности выявления скопленных нефти на больших глубинах в зонах умеренных температур и сверхкритических давлений, что доказано многочисленными открытиями в осадочных бассейнах Китая (Джунгарский, Таримский и Сычуаньский) [36].

Выводы

Рассмотренные в рамках текущего обобщения критерии нефтегазоносности с учетом уточнения строения осадочного чехла позволяют более достоверно осветить перспективы нефтегазоносности Мезенско-Беломорского региона.

На территории Мезенской синеклизы в качестве нефтегазоматеринских пород могут быть представлены пезская свита и сафоновская серия (оменская и няфтинская свиты). Даже при минимальной оценке масштабов венд-рифейской эрозии максимальный прогрев среднерифейских отложений в скважине Средне-Няфтинская 21 был достигнут еще в рифейское время за счет последовательного погружения и более интенсивного, чем на дальнейших этапах геологического развития теплового потока. Ранневендский размыв рифейской толщи привел к эффекту «катагенетического» несогласия. Происходившее в палеозое и мезозое погружение осадочной толщи не компенсировало мощности размытых пород и соответственно общего нарастания температур.

Наиболее перспективные объекты поисков УВ сосредоточены в наиболее погруженных впадинах. Геологические ресурсы для такой большой площади оценивают весьма низко (1888,6 млн т нефти и 50,6 млрд м³ газа).

Библиографический список

См. англ. блок. 

«GORNYI ZHURNAL», 2024, № 9, pp. 12–19
DOI: 10.17580/gzh.2024.09.02

Oil and gas potential of ancient Riphean sediments of the East European Platform (Mezen syncline) based on basin analysis

Information about authors

D. V. Peskov¹, Post-Graduate Student

O. M. Prishchepa¹, Head of Department, Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, prishchepa_om@pers.spmi.ru

A. M. Zharkov¹, Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences

¹Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

Abstract

Oil and gas reservoirs of ancient sediments is one of the critical areas of increasing hydrocarbon resources. The study area located in the European part of the north-east of the East European Platform, characterized by extremely low and uneven geological and geophysical knowledge, has repeatedly attracted attention as an area with ambiguous prospects for oil and gas content. Repeated attempts have been made to estimate the local oil and gas potential using the information, methods and technologies available in all those years.

Seismic exploration works in 2010–2011 in the White Sea water area, where an extension of a series of tectonic structures from land—ancient rifts of the Mezen syncline—was revealed, and processing of drilling logs from Middle Nyafita well 21 allowed a more systematic view of the structure of the ancient Riphean age strata and, with regard to

earlier research analyses and generalizations, enabled an attempt to assess the oil and gas prospects using modern technologies of basin modeling.

The main distinctive feature of the Mezen syncline is the three-layer structure of the sedimentary cover, consisting of synrift, syncline and plate complexes. The sedimentary cover is composed of the Upper Proterozoic (Middle and Upper Riphean), Vendian–Cambrian and Paleozoic rocks. In general, while the thickness of the Vendian–Cambrian and Paleozoic sediments is small and the oil and gas potential of these sediments is estimated to be extremely low, the thickness of the Middle Upper Riphean sediments is 3–5 km onshore and reaches 6 and more kilometers in the water area, which makes it possible to assess them as an independent area of study.

Keywords: basin modeling, oil-and-gas source strata, Precambrian oil and gas capacity, Mezen syncline, White Sea, Mezen–White Sea tectonic block, Middle Nyafita well.

References

- Dmitrieva D., Romasheva N. Sustainable development of oil and gas potential of the Arctic and its shelf zone: The role of innovations. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2020. Vol. 8, Iss. 12. ID 1003.
- Carayannis E., Ilinova A., Chanysheva A. Russian Arctic offshore oil and gas projects: Methodological framework for evaluating their prospects. *Journal of the Knowledge Economy*. 2020. Vol. 11. pp. 1403–1429.
- Romasheva N., Dmitrieva D. Energy resources exploitation in the Russian Arctic: Challenges and prospects for the sustainable development of the ecosystem. *Energies*. 2021. Vol. 14, Iss. 24. ID 8300.
- Fauzer V. V., Smirnov A. V. The World's Arctic: Natural resources, population distribution, economics. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2018. Vol. 31, Iss. 3. pp. 3–22.
- Egorov A. S., Prischepa O. M., Nefedov Yu. V., Kontorovich V. A., Vinokurov I. Y. Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian Arctic. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021. Vol. 9, Iss. 3. ID 258.
- Gusev E. A. Results and prospects of geological mapping of the Arctic shelf of Russia. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 255. pp. 290–298.
- ROSNEFRA informs on available economic oil reserves to last for 21 years in Russia. 2021. Available at: <https://tass.ru/ekonomika/12385703> (accessed: 28.02.2024).
- Ilinova A., Solovyova V., Yudin S. Scenario-based forecasting of Russian Arctic energy shelf development. *Energy Reports*. 2020. Vol. 6, Suppl. 9. pp. 1349–1355.
- Chanysheva A., Ilinova A. The future of Russian arctic oil and gas projects: Problems of assessing the prospects. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021. Vol. 9, Iss. 5. ID 528.
- Cherepovitsyn A. E., Tretyakov N. A. Development of new system for assessing the applicability of digital projects in the oil and gas sector. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 262. pp. 628–642.
- Cherepovitsyn A., Rutenko E., Solovyova V. Sustainable development of oil and gas resources: A system of environmental, socio-economic, and innovation indicators. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021. Vol. 9, Iss. 11. ID 1307.
- Gavrilov V. P., Dvoretzkiy P. I., Dunaev V. F., Ponomarev V. A., Rudnev A. N. Geology and Oil and Gas Content of the Moscow and Mezen Synclines. Moscow : Gazprom, 2000. 157 p.
- Baluev A. S., Zhuravlev V. A., Terekhov E. N., Przhivalgovsky E. S. Tectonics of the White Sea and adjacent areas (The explanatory notes to *The Tectonic Map of the White Sea and Adjacent Areas* at a Scale of 1:1 500 000). Moscow : GEOS, 2012. 104 p.
- Bashkova S. E., Karaseva T. V., Gorbachev V. I. General problems of prognosis for oil and gas content availability of Riphean–Vendian deposits in the European part of Russia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2012. No. 7. pp. 25–32.
- Kelly A. E., Love G. D., Zumberge J. E., Summons R. E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. *Organic Geochemistry*. 2011. Vol. 42, Iss. 6. pp. 640–654.
- Dvoynikov M. V., Budovskaya M. E. Development of a hydrocarbon completion system for wells with low bottomhole temperatures for conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 253. pp. 12–22.
- Lezhnin D. S., Afanasenkov A. P., Sobolev P. N., Naidenov L. F. Riphean–Palaeozoic series in the Khatanga–Lena interfluvium: Geological structure and petroleum potential. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2021. No. 4. pp. 7–28.
- Kozhanov D. D., Bolshakova M. A., Khopta I. S., Mordasova A. V., Stoupakova A. V. et al. Geology and geochemistry of Riphean–Vendian petroleum system (the northern part of the Volga–Ural Basin). *Geosurvey*. 2021. Vol. 23, Iss. 2. pp. 73–86.
- Sobornov K. O. Structure of the South Urals and Cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific oil reserves in the Volga–Ural Basin. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2023. No. 1. pp. 7–25.
- Pimenov B. V. Geological structure and oil and gas potential of the Mezen syncline : Theses of Dissertation of Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences. Syktyvkar, 1994. 18 p.
- Aplonov S. V., Burzin M. B., Weiss A. F., Vladimirova T. V., Gorbachev V. I. et al. Geodynamics and Possible Oil and Gas Content of the Mezen Sedimentary Basin. Saint-Petersburg : Nauka, 2006. 319 p.
- Zhuravlev V. A., Kuprin V. F., Lukyanova L. I. et al. State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (3rd Generation). Mezen Series. Sheet Q-38 —Mezen. Explanatory Note. Saint-Petersburg : VSEGEI, 2012. 311 p.
- Baluev A. S., Zhuravlev V. A., Przhivalgovskii E. S. New data on the structure of the central part of the White Sea paleorift system. *Doklady Earth Sciences*. 2009. Vol. 427A, No. 6. pp. 891–896.
- Kazanin G., Zhuravlev V., Pavlov S. The structure of the sedimentary cover and prospects of the oil and gas potential of the White Sea. *Burenie i neft*. 2006. No. 2. pp. 26–28.
- Semenova L. R., Rybalko A. E., Zhuravlev V. A. State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (3rd Generation). Baltic Series. Sheet Q-37—Arkhangelsk. Geological Map of Quaternary Sediments. Saint-Petersburg : VSEGEI, 2012.
- Ustinov V. N., Mikoev I. I., Piven G. F. Prospecting models of primary diamond deposits of the north of the East European Platform. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 255. pp. 299–318.
- Baluev A. S. Geodynamics of the Riphean Stage in the evolution of the northern passive margin of the East European Craton. *Geotectonics*. 2006. Vol. 40, No. 3. pp. 183–196.
- Egorov A. S. Deep structure and composition characteristics of the continental Earth's crust geostructures on the Russian Federation territory. *Journal of Mining Institute*. 2015. Vol. 216. pp. 13–30.
- Shvartsman Yu. G., Popov Yu. A., Romushkevich R. A., Rassomakhin V. Ya., Shirobokov V. N. et al. Recent data on thermal condition of Mesensky syncline received from 21 Srednyftinsk bore hole. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka*. 2004. No. 5. pp. 33–37.
- Zharkov A. M., Bazhenova T. K., Shibina T. D. Comparative Estimate of Origination and Accumulation of Hydrocarbons in Basal Sediments of the Russian and Siberian Platforms : Geological Report. Saint-Petersburg : VNIGRI, 1998. 140 p.
- Makarevich V. N., Zharkov A. M. Predictive Appraisal of Oil and Gas Content of the Mezen Syncline and Pre-Timan Downfold : Geological Report. Saint-Petersburg : VNIGRI, 2001. 209 p.
- Malov A. I. Primary composition of vendian rocks of the Mezen syncline. *Doklady Earth Sciences*. 2003. Vol. 392, No. 7. pp. 968–972.
- Malov A. I. Water–rock interaction in Vendian sandy–clayey rocks of the Mezen syncline. *Lithology and Mineral Resources*. 2004. Vol. 39, No. 4. pp. 345–356.
- Bazhenova T. K. Problem of petroleum potential of basal horizons in the basins of ancient platforms in aspect of their katagenetic evolution. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008. Vol. 3, No. 3.
- Vakhnin M. G. Level of exploration and prospects of hydrocarbon potential of Mezen syncline. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2016. No. 2. pp. 8–13.
- Prischepa O. M., Kireev S. B., Nefedov Yu. V., Martynov A. V., Lutsky D. S. et al. Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation. *Frontiers in Earth Science*. 2023. Vol. 11. DOI: 10.3389/feart.2023.1192051