

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.23>

УДК 553.982

Литологическое строение и нефтегазоматеринский потенциал чернойорского горизонта в центральной части Рубежинского прогиба (по результатам бурения)

В.А. Рыбакова^{1*}, А.П. Вилесов¹, В.А. Козлова², Н.Ю. Гребенкина¹, В.С. Леденев¹, Д.В. Солодов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

²Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия

Чернойорский горизонт среднего девона является одной из наименее изученных нефтематеринских толщ на территории юга Оренбургской области. Полученные данные по результатам бурения первой поисковой скважины на территории Солнечного лицензионного участка в Рубежинском прогибе (южная часть Бузулукской впадины) позволили получить новую информацию о фациальном генезисе и вещественном составе пород чернойорского горизонта, уточнить их нефтегазоматеринский потенциал и актуализировать концепции формирования нефтегазоносности региона.

Седиментация отложений нижней части чернойорского горизонта происходила в условиях относительно глубокой сублиторали (ниже волнового базиса), а верхней части – в условиях прудельты. В породах горизонта наблюдаются признаки придонной аноксии – микрослоистость, обилие планктонных и нектонных органических остатков хорошей сохранности, редкость биотурбации, обильная пиритизация по органике.

Комплекс литологических и геохимических исследований подтвердил хорошие нефтегазоматеринские свойства чернойорского горизонта. Органическое вещество представлено керогеном II типа, в достаточной степени израсходовавшим свой нефтегенерационный потенциал. Среднее значение водородного индекса на толщу (HI) соответствует 95 мгУВ/гТОС при катагенетической зрелости МКЗ–МК4. Содержание общего органического углерода (ТОС) составляет 2%.

Ключевые слова: Рубежинский прогиб, чернойорский горизонт, условия седиментации, нефтегазоматеринская порода, геохимические исследования, результаты бурения

Для цитирования: Рыбакова В.А., Вилесов А.П., Козлова В.А., Гребенкина Н.Ю., Леденев В.С., Солодов Д.В. (2025). Литологическое строение и нефтегазоматеринский потенциал чернойорского горизонта в центральной части Рубежинского прогиба (по результатам бурения). *Георесурсы*, 27(1), с. 125–134. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.23>

Введение

Одной из важнейших характеристик при оценке перспектив нефтегазоносности региона выступает наличие в разрезе нефтегазоматеринских пород (НГМП). Согласно определению Н.Б. Вассоевича (Вассоевич, 1986), нефтегазоматеринскими породами называют осадочные породы, способные в определенных геологических условиях генерировать свободные углеводородные флюиды, образовавшиеся в результате преобразований рассеянного органического вещества (РОС) в процессе диа- и катагенеза.

Изучение НГМП позволяет получить полную информацию о формировании нефтегазоносной системы и на ее

основе спрогнозировать наиболее перспективные участки для поискового бурения. Характеристики НГМП, такие как количество и качество органического вещества (ОВ), условия седиментации, степень преобразованности в катагенезе, отображают условия и возможности генерации углеводородов (УВ) в осадочных бассейнах. К сожалению, в связи с редким отбором керна из потенциальных нефтематеринских горизонтов информация по разным НГМП часто является обрывочной и неполной. По этой причине седиментологическое и геохимическое изучение керна из НГМП является одной из первостепенных задач, позволяющих не только расширить знания о всех аспектах формирования нефтегазоносных систем региона и осадочного бассейна в целом, но и получить количественные характеристики для формирования программы дальнейших геологоразведочных работ.

В России широко известны ключевые НГМП основных нефтегазоносных регионов: отложения толщи доманика в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП) и Волго-Уральской НГП, баженовская свита

* Ответственный автор: Виктория Александровна Рыбакова
e-mail: Rybakova.VA@gazprom-neft.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

в Западно-Сибирской НГП, куонамская свита в Лено-Тунгусской НГП и др. В разрезе палеозойского комплекса северной части Оренбургской области распространены несколько НГМП (Пайразян, 2010) как регионального (бийский, муллинский горизонты и вышеназванный доманик), так и зонального распространения (верейский, тиманский, ардатовский горизонты и т.д.). Толща мергелей и аргиллитов черноморского горизонта является зональной НГМП, распространённой преимущественно в южных районах Оренбургской области: Камелик-Чаганской зоне, Рубежинском прогибе и южной части Павловского прогиба (на основе фондовых материалов Южно-Уральского филиала ВНИГНИ, Оренбург, 1996).

Рубежинский прогиб остается до настоящего времени одной из наименее изученных тектонических зон Бузулукской впадины. Это объясняется значительными глубинами залегания в его пределах продуктивных нефтегазоносных комплексов девона и карбона, увеличенными мощностями разреза и сложной тектоникой нижнепермской соляной толщи, что осложняет проведение геологоразведочных работ. Несмотря на все геологические сложности, компания ПАО «Газпромнефть» с 2018 года ведет активные геологоразведочные работы в центральной части Рубежинского прогиба (Вилесов и др., 2021; Гребенкина и др., 2023; и др.).

Черноморский горизонт входит в состав эйфельского яруса среднего девона. Он распространен на всей территории Рубежинского прогиба и в южной части Бузулукской впадины (рис. 2). В работе (Пантелеев, Козлов, 1998) отмечалось, что горизонт представлен преимущественно тёмно-серыми и чёрными гидрослюдистыми аргиллитами, неравномерно известковистыми и алевритистыми, плитчатыми, часто пиритизированными и углистыми; подчинённое значение имеют прослои мергелей, известняков и алевролитов. Отложения черноморского горизонта формировались на рубеже эйфельского и живетского веков, при переходе от преимущественно карбонатной седиментации к продолжительному периоду преобладания терригенных обстановок осадконакопления (на основе фондовых материалов Южно-Уральского филиала ВНИГНИ, Оренбург, 1996).

Районом исследования настоящей работы является Рубежинский прогиб (рис. 1). Целью работы является представление результатов изучения керна из черноморского горизонта, выполненных для реконструкций условий седиментации, анализа нефтегазоматеринских свойств пород (типа ОВ, генерационного потенциала, зрелости) и степени их влияния на нефтегазоносность района, оценки вероятности наличия НГМП и уточнения региональной седиментационной модели.



Рис. 1. Тектоническая схема района исследований. Условные обозначения: 1 – граница Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба; 2 – границы тектонических элементов первого порядка (Бузулукская впадина, Соль-Илецкий свод и Восточно-Оренбургское сводовое поднятие); 3 – границы тектонических элементов второго порядка; 4, 5 – границы Муханово-Ероховского прогиба по фаменскому (4) и турнейскому (5) ярусам; 6 – административные границы регионов; 7 – государственная граница; 8 – границы лицензионного участка; 9 – местоположение поисковой скважины (Вилесов и др., 2021).

Материалы и методы

Впервые чернойарский горизонт был выделен в 1956 г. П.А. Меняйленко, но тогда он назывался сердобским. В 1959 г. А.И. Ляшенко предложил переименовать его в чернойарский, так как в 1956 г. вышла работа И.Е. Постниковой, в которой был выделен синонимичный сердобский комплекс отложений древнего палеозоя – рифея (Тихомиров, 1995).

На южных склонах Волго-Уральской антеклизы чернойарские отложения увеличивает свою мощность в южном и восточном направлениях, где достигают максимальных толщин (рис. 2).

На основе исследований эйфельских отложений Куйбышевско-Оренбургского Заволжья К.Ф. Родионова (1967) пришла к выводу, что содержание ОВ и битумоидов в отложениях чернойарской свиты близко к кларковым значениям, и чернойарский горизонт можно отнести к нефтематеринским породам (Тихомиров, 1995).

Последующие исследования ФГУП «НВНИИГТ», ФГУП «ВНИГНИ» и ОАО «ИГИРГИ» (на основе фондовых материалов ФГУП «НВНИИГТ», Саратов, 2010) выявили в эйфельских отложениях Бузулукской впадины материнские породы с генерационным потенциалом от удовлетворительного до отличного на Кулагинской, Любимовской и Рубежинской площадях района работ ($C_{орг}$ 0,7–8%; S1 0,5–5,07 мг УВ/г породы; S2 2,5–21,42 мг УВ/г породы; НI 57–370 мг УВ/г $C_{орг}$), а также на Карачаганакском и Чинаревском месторождениях

Прикаспийской впадины ($C_{орг}$ 0,79–9,88%; S1 0,5–2,6 мг УВ/г породы; S2 1,82–15,29 мг УВ/г породы; НI 111–230 мг УВ/г $C_{орг}$). В 2007 году М.С. Зонн на Зайкинской площади Камелик-Росташинской зоны определены чернойарско-мосоловские аргиллиты, которые характеризуются как удовлетворительные и хорошие материнские породы ($C_{орг}$ 2,57–2,92%; S1 1,07–2,04 мг УВ/г породы; S2 4,18–10,89 мг УВ/г породы; НI 149–372 мг УВ/г $C_{орг}$). Отложения залегают на глубинах более 4300 м и характеризуются высокими значениями T_{max} (454–457 °С), что отражает позднюю степень зрелости керогена II-ого типа и начало преимущественной генерации газообразных УВ (на основе фондовых материалов ФГУП «НВНИИГТ», Саратов, 2010).

В целом при анализе изученности чернойарских отложений на юге Бузулукской впадины хочется отметить крайнюю низкую охарактеризованность этих отложений керновым материалом и геохимическими исследованиями. Это, в первую очередь, связано с большой глубиной залегания этих отложений на данной площади (более 3–4 км), во-вторых, эти отложения никогда не представляли интерес у нефтяников с точки зрения ни коллектора, ни сланцевой формации, ни с целью построения более детальных бассейновых моделей.

Благодаря бурению первой поисковой скважины на Солнечном лицензионном участке (ЛУ) впервые для Рубежинского прогиба была получена качественная керновая информация о нефтегазоматеринских свойствах

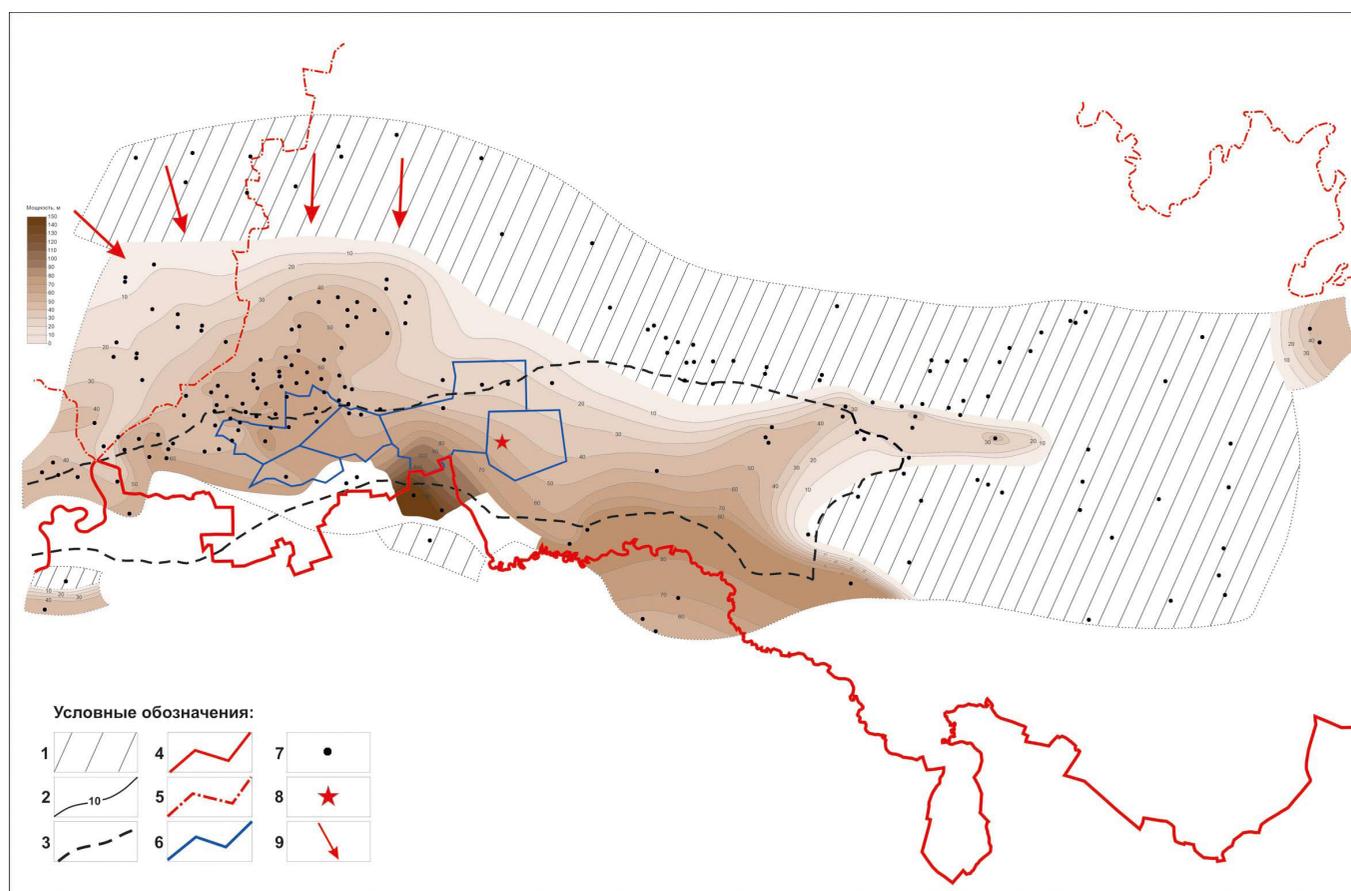


Рис. 2. Карта толщин чернойарского горизонта. Условные обозначения: 1 – зона отсутствия отложений; 2 – изопахиты; 3 – границы Рубежинского прогиба; 4 – государственная граница России; 5 – административные границы; 6 – границы лицензионных участков Газпромнефть; 7 – точки скважин; 8 – новая поисковая скважина; 9 – направление сноса терригенного материала (на основе фондовых материалов Южно-Уральского филиала ВНИГНИ, Оренбург, 1996).

пород черноморского горизонта. В ходе бурения из интервала горизонта были выполнены два последовательных отбора керн общим метражом 16,8 м.

Для получения полной информации по черноморскому горизонту был применен комплексный подход к изучению кернового материала – проведены литологические и геохимические исследования.

Литологические исследования, такие как детальный послойный седиментологический анализ полноразмерного керна, изучение петрографических шлифов, определение общей карбонатности, рентгенофазовый анализ и растровая электронная микроскопия (РЭМ), позволяют получить представление об объекте изучения не только на макро-, но и на микроуровне.

Результатом описания керна является литологический разрез (рис. 3), который включает в себя послойное распределение структурных и вещественных типов пород, характеристику их текстурных особенностей и включений, наличие и особенности сохранности фоссилий, а также фациальные условия образования.

Изучение петрографических шлифов необходимо для изучения минерального состава пород, их структуры, характеристики пустотного пространства, распределения структурных компонентов, а также для изучения характера и стадийности диагенетических преобразований.

Для глинисто-карбонатных пород, выделенных в разрезе черноморского горизонта, в работе использована классификационная схема С.Г. Вишнякова (Кузнецов, 2007). Согласно этой классификации породы, состоящие из карбонатного материала и глины, определяются как мергели (карбонатные минералы – от 50 до 75%, глины – от 25 до 50%) и мергели глинистые (карбонатные минералы от 25 до 50%, глины от 50 до 75%).

Пиролитические исследования до и после горячей экстракции хлороформом выполняются для определения материнских свойств пород. В процессе анализа измеряется общий органический углерод, количество свободных и сорбированных УВ, остаточный генерационный потенциал и пиролитические индексы. Пиролиз после экстракции позволяет наиболее точно определить качественные и количественные характеристики НГМП после удаления растворимой части ОВ.

Результаты

Фациальные особенности черноморского горизонта

В разрезе поисковой скважины черноморский горизонт вскрыт на всю толщину (37 м). Нижняя часть горизонта (16 м по ГИС) сложена известняками и глинистыми мергелями, которые ритмично переслаиваются в разрезе (рис. 3). Верхняя часть горизонта (21 м по ГИС) представлена пачкой мергелей и глинистых мергелей. Керном охарактеризованы обе пачки, что позволяет сформировать целостное представление о строении горизонта.

Нижний интервал отбора керна (рис. 3) характеризует ритмичную толщу нижней части горизонта (глубины более 5400 м). Породы здесь представлены черными тонко- и микрослоистыми слабокремнистыми микро- известняками (мадстоунами) и глинистыми мергелями с высоким содержанием органического материала ($C_{орг}$) и пирита, а также кремнистыми биокластовыми

известняками со структурой вакстоун и вакстоун-флаутстоун. Органические остатки включают богатый комплекс планктонных, нектонных и псевдопланктонных нормально морских организмов: многочисленных тентакулит (рис. 4а-г, е), головоногих моллюсков (наутилоидей с прямой раковиной), тонкостенных мелкораковинных брахиопод и двустворок (рис. 4з), радиолярий (рис. 4б). Для пород характерно практически полное отсутствие биотурбации и остатков бентоса. За редким исключением в единичных прослоях известняков диагностированы редкие ходы *Thalassinoides*, *Teichichnus* и *Planolites*. Встречаются тонкие (1–3 см) прослои биокластовых известняков с признаками штормового генезиса (темпеститы), сложенных раковинами тентакулит (рис. 4г) и другими биокластами. Для этих прослоев характерны резкие эрозионные подошвы, градиционное распределение зерен с уменьшением размерности снизу-вверх, выраженный аллохтонный состав биокластов. В прослоях глинистых мергелей встречаются редкие остатки макроводорослей.

Седиментация осадков нижней части горизонта происходила на глубинах ниже волнового базиса (т.е. более 60 м). Только во время штормов осадки взмучивались. Отсутствие бентоса свидетельствует о продолжительных периодах придонной аноксии, которая благоприятствовала сохранению в осадках органического материала и тонких скелетов организмов. Причиной аноксии могли быть, по-видимому, как повышенное поступление органического материала, так и стратификация воды в перикратонном бассейне, вызванная притоком пресных вод с активно воздымающейся прилегающей суши (Жигулевско-Пугачевский свод). Выше по разрезу, в воробьевском горизонте живетского яруса, выделяются терригенные отложения дельтового побережья и аллювиальных равнин (Грязнов и др., 2014; Староверов и др., 2017). По сейсмическим материалам на территории Рубежинского прогиба наблюдаются терригенные клиноформные комплексы (Гребенкина и др., 2023).

Выше по разрезу, в верхнем интервале отбора керна (глубины менее 5400 м), наблюдаются заметные изменения в комплексе органических остатков: исчезают брахиоподы и тентакулиты, становятся многочисленными крупные остатки макроводорослей, остатки панцирей рыб и ракоскорпионы, раковины лингул и гастропод, остракоды и однообразные двустворки, единичные углефицированные фрагменты наземных растений и мелкий растительный шлам (рис. 5а-г). Керн здесь представлен карбонатно-глинистыми породами (мергелями и глинистыми мергелями) (рис. 3) с высоким содержанием $C_{орг}$, неравномерно пиритизированными, микрослоистыми. Появляется примесь тонкого алевритового кварцевого материала (рис. 5б), тонкие прослои известковистых аргиллитов. Ходов бентоса также не наблюдается, хотя остатки бентосной фауны в породах присутствуют (например, лингулы). Периодически встречаются тонкие прослои биокластовых темпеститов. Всё это говорит о сохранении глубин седиментации (ниже волнового базиса), но снижении солёности бассейна. Ограничивающим фактором развития бентосных сообществ, по-видимому, уже являлась не придонная аноксия, а интенсивность поступления глинистого материала.

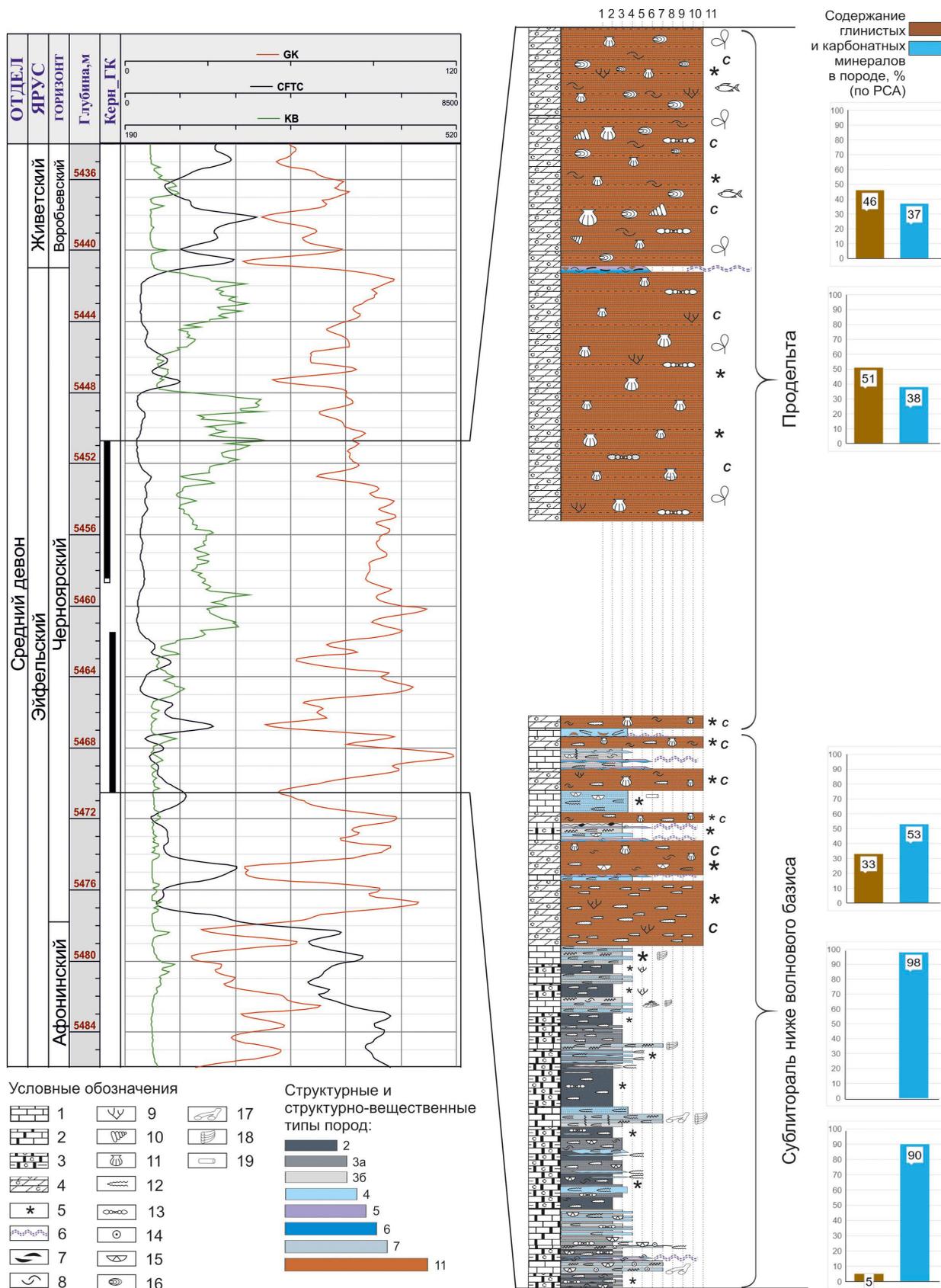


Рис. 3. Литологический разрез чернойарского горизонта. Условные обозначения: 1 – известняки; 2 – кремнистые известняки; 3 – известняки кремнистые с $C_{орг}$; 4 – мергели известковые с $C_{орг}$; 5 – пирит; 6 – прослой темпеститов; 7 – интракласты; 8 – биокласты; 9 – остатки макроводорослей; 10 – гастроподы; 11 – двустворки; 12 – тентакулиты; 13 – головоногие моллюски; 14 – детрит иглокожих; 15 – брахиоподы; 16 – лингулы; 17 – ходы *Thalassinoides*; 18 – ходы *Teichichnus*; 19 – ходы *Planolites*. Структурные и структурно-вещественные типы пород (номера в колонке): 2 – известняки кремнисто-глинистые, микритовые (мадстоуны), с $C_{орг}$; 3а – известняки микритовые с биокластами (вакстоуны), кремнистые, с $C_{орг}$; 3б – известняки микритовые с биокластами (вакстоуны); 4 – известняки биокластовые с микритовыми цементом (пакстоуны); 5 – известняки зернистые, биокластовые (грейнстоуны); 6 – известняки грубо-зернистые, биокластовые (рудстоуны); 7 – известняки микритовые с крупными скелетными остатками (флаутстоуны); 11 – мергели и глинистые мергели.

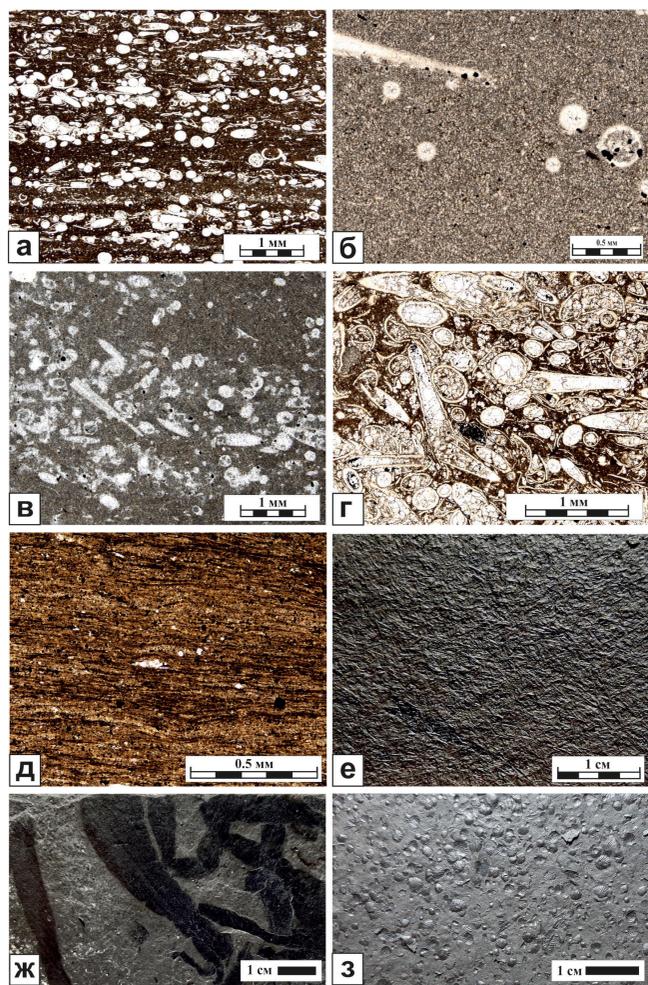


Рис. 4. Породы нижней части черноморского горизонта. Фотографии шлифов в параллельных николях (а-д) и слоевых поверхностей (е-з): а – известняк тентакулитовый с микроитовым матриксом, микрослоистый, с $C_{орг}$; б – известняк тонко-микроструктурный со скелетами радиолярий и раковины тентакулита; черное – включения пирита; в – известняк микрокристаллический с многочисленными раковинами тентакулит; г – известняк биокластово-тентакулитовый (рудстоун) из прослоя биокластового темпестита; д – мергель известковый, микрослоистый, с прожилками $C_{орг}$; е – многочисленные раковины тентакулит в глинистом мергеле; ж – углефицированные остатки макроводорослей на слоевой поверхности глинистого мергеля; з – многочисленные слепки очень мелких и тонких раковин двустворок в глинистом мергеле.

Седиментация верхней части черноморского горизонта происходила в условиях проделты. Об усилении влияния дельты говорит снижение солёности (о солонатоводности свидетельствует состав органических остатков), появление тонкоалевритовых кварцевых зёрен, остатков наземных растений. Клинь лёгких пресных вод, поступающих с континента, по-видимому, сохранял стратификацию вод перикратонного бассейна. На этом фоне снизу вверх по разрезу черноморского горизонта незначительно меняется остаточный генерационный потенциал и количество органического вещества (см. ниже) при относительно равных значениях кислородного и водородного индексов – показателей фациально-генетических условий.

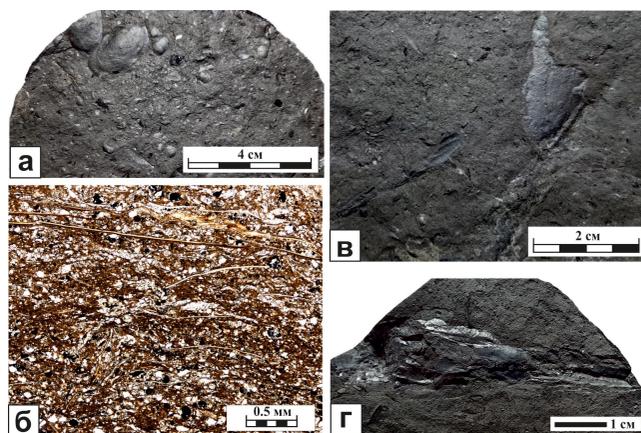


Рис. 5. Породы и органические остатки верхней части черноморского горизонта, фотографии ядра (а, в-г) и шлифа (б): а – слоевая поверхность с многочисленными слепками раковин двустворок в глинистом мергеле; б – мергель глинистый алевритовый, обогащенный $C_{орг}$ с многочисленными тонкостенными раковинами двустворок; черное – включения пирита; в-г – остатки ракоскорпионов на слоевых поверхностях глинистых мергелей.

Результаты пиролитических исследований

Пиролитические исследования выполнены на 23 образцах ядра в режиме РОПИ (Pyrolytic Oil Productivity Index) до экстракции (табл. 1) и в стандартной программе изучения нефтематеринских свит после экстракции (табл. 2).

Обсуждение результатов

По результатам проведенных литологических исследований и седиментологического анализа уточнена фациальная модель черноморского горизонта на юге Оренбургской области. По комплексу признаков установлено, что осадки черноморского горизонта накапливались на глубинах ниже волнового базиса, в условиях придонной аноксии и высокой продуктивности планктона. Все это способствовало накоплению и захоронению органического вещества.

На основании данных пиролитического анализа черноморского горизонта отмечаются однородные пиролитические показатели. Значения остаточного содержания ТОС (Total Organic Carbon) составляют ~2%, реже достигая 5% (рис. 6б). Параметр T_{max} зафиксирован на уровне 447–458 °С, что является показателем стадии МКЗ–МК4 – конца нефтяного окна и начала генерации конденсата/жирного газа. Также фиксируется, что черноморский горизонт имеет высокий остаточный генерационный потенциал до 169 гУВ/гТОС, несмотря на высокую степень выработанности ОВ.

Виду высоких температур T_{max} начальный водородный индекс определить сложно, можно предполагать II тип керогена (рис. 6а).

Заключение

На основе ядерного материала, полученного при бурении первой поисковой скважины на Солнечном ЛУ в пределах Рубежинского прогиба Оренбургской области,

№	Интервал отбора керна	Глубина, м	S1r, мгУВ/г п.	S2a, мгУВ/г п.	S2b, мгУВ/г п.	ТОС, %	Tmax, °C	HI, мгУВ/ гТОС	OI, мгCO ₂ / гТОС
1	верхний	5451.06	0.21	0.61	1.91	1.51	442	126	46
2	верхний	5451.35	0.21	0.49	3.05	1.43	451	213	20
3	верхний	5451.40	0.17	0.46	1.22	1.29	423	130	174
4	верхний	5452.74	0.30	0.65	2.57	1.62	454	159	26
5	верхний	5453.58	0.48	1.31	3.51	2.88	451	122	14
6	верхний	5453.88	0.46	1.48	3.56	3.13	451	114	18
7	верхний	5454.91	0.30	0.68	2.38	1.66	449	144	25
8	верхний	5455.33	0.25	0.66	2.58	1.81	452	142	31
9	верхний	5455.79	0.57	1.29	3.33	2.87	448	116	36
10	верхний	5456.77	0.29	0.88	2.18	1.58	444	138	30
11	верхний	5457.35	0.36	0.72	2.32	1.97	446	118	32
12	верхний	5460.37	0.18	0.46	1.37	1.39	448	98	65
13	верхний	5461.37	0.25	0.66	1.81	1.69	446	107	34
14	верхний	5461.97	0.40	1.02	3.16	2.63	446	120	19
15	нижний	5463.50	0.19	0.5	3.17	1.59	452	199	47
16	нижний	5463.88	0.52	0.96	2.51	2.74	444	92	19
17	нижний	5464.36	0.77	1.37	6.72	5.31	449	127	17
18	нижний	5465.04	0.34	0.71	3.40	3.06	453	111	35
19	нижний	5466.05	0.33	1.00	2.93	2.25	451	130	20
20	нижний	5467.08	0.43	1.16	3.88	2.70	453	144	27
21	нижний	5467.16	0.49	1.15	2.61	2.49	445	105	19
22	нижний	5467.91	0.48	1.31	3.38	2.85	450	119	19
23	нижний	5469.17	0.07	0.38	0.62	0.88	450	70	74

Табл. 1. Пиролитические характеристики образцов черноморского горизонта с оценкой свойств углеводородов пород (до экстракции)

№	Интервал отбора керна	Глубина, м	S2, мгУВ/г породы	ТОС, %	Tmax, °C	HI мгУВ/ гТОС	OI мгCO ₂ / гТОС	GOC, %	NGOC, %
1	верхний	5451.06	0.92	1.45	441	63	60	0.13	1.32
2	верхний	5451.35	1.84	1.09	455	169	66	0.20	0.89
3	верхний	5451.40	1.22	1.23	448	99	76	0.15	1.08
4	верхний	5452.74	1.90	1.47	459	129	37	0.20	1.27
5	верхний	5453.58	3.32	2.87	453	116	25	0.33	2.54
6	верхний	5453.88	2.70	2.77	453	97	28	0.28	2.49
7	верхний	5454.91	1.53	1.64	452	93	35	0.17	1.47
8	верхний	5455.33	1.73	1.70	456	102	48	0.19	1.51
9	верхний	5455.79	2.47	2.56	452	96	27	0.26	2.30
10	верхний	5456.77	1.31	1.55	448	84	30	0.15	1.40
11	верхний	5457.35	1.54	1.70	449	91	37	0.17	1.53
12	верхний	5460.37	0.93	1.23	449	76	76	0.13	1.10
13	верхний	5461.37	1.22	1.63	452	75	49	0.16	1.47
14	верхний	5461.97	2.02	2.54	453	80	34	0.23	2.31
15	нижний	5463.50	2.07	1.44	458	144	62	0.23	1.21
16	нижний	5463.88	1.66	2.71	447	61	40	0.21	2.50
17	нижний	5464.36	5.21	5.10	452	102	17	0.51	4.59
18	нижний	5465.04	2.37	2.89	452	82	18	0.24	2.65
19	нижний	5466.05	1.81	2.01	454	90	50	0.21	1.8
20	нижний	5467.08	2.67	2.62	458	102	38	0.29	2.33
21	нижний	5467.16	1.43	2.40	448	60	57	0.18	2.22
22	нижний	5467.91	2.41	2.72	453	89	30	0.26	2.46
23	нижний	5469.17	0.61	0.80	450	76	77	0.09	0.71

Табл. 2. Пиролитические характеристики образцов пород с оценкой генерационного потенциала (после экстракции)

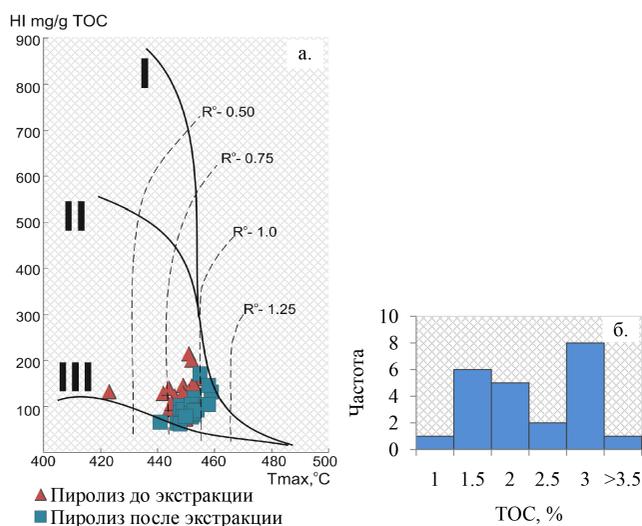


Рис. 6. Характеристика ОВ черноморского горизонта (данные после экстракции): а – диаграмма зависимости HI-Tmax; б – частота встречаемости разных концентраций ОВ

проведен комплекс литологических и геохимических исследований, подтвердивший наличие НГМП в черноморском горизонте и давший ее основные характеристики.

Литологические исследования позволили изучить вещественный состав пород, их текстурно-структурные особенности и комплекс органических остатков, подготовить седиментологический разрез черноморского горизонта и определить условия седиментации.

По результатам проведенных литологических исследований и седиментологического анализа установлено, что осадки черноморского горизонта накапливались на глубинах ниже волнового базиса, в условиях придонной аноксии и высокой продуктивности планктона. Все это способствовало накоплению и захоронению органического вещества.

По результатам геохимических исследований установлено, что нефтегазоматеринская толща черноморского горизонта практически израсходовала свой нефтегенерационный потенциал. Остаточные показатели HI достигают 169 мгУВ/гТОС при среднем 93 мгУВ/гТОС. Значения параметра ТОС в среднем составляют 2%, параметр Tmax зафиксирован на значениях 447–458 °С (соответствует стадиям катагенеза МК3–4). На текущий момент материнские породы находятся в конце нефтяного окна и в начале генерации конденсата / жирного газа. С учетом высокой катагенетической преобразованности кероген черноморского горизонта можно отнести ко II типу.

Благодарности

Авторы выражают благодарность ведущему научному сотруднику Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий к.г.-м.н. Козловой Елене Владимировне за обеспечение полного и исчерпывающего пиролитического анализа образцов.

Литература

Вассоевич Н.Б. (1986). Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 368 с.
Вилесов А.П., Леденев В.С., Солодов Д.В., Филичев А.В., Богомолова Н.В., Макарова Л.И., Гребенкина Н.Ю., Казачкова А.Г., Сидубаев А.С.

(2021). Верхнепалеозойские рифовые системы Рубежинского прогиба (южная часть Бузулукской впадины). *ПРОНЕФТЬ*, 6(3), с. 30–42. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>

Гребенкина Н.Ю., Екименко А.В., Вилесов А.П., Леденев В.С., Сидубаев А.С. (2023). Воробьевский терригенный комплекс западной части Рубежинского прогиба: новые данные об особенностях строения и перспективах нефтегазоносности. *Мат-лы конференции «Санкт-Петербург 2023 Геонауки: Время перемен, время перспектив»*. Санкт-Петербург, с. 1–4.

Грязнов А.Н., Яцканич И.М., Ванин В.А., Зверев К.В., Вилесов А.П. (2014). Модель осадконакопления пласта Д4 воробьевского горизонта района Чаганского и Зайкинско-Зоринского месторождений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 39–49.

Кузнецов В.Г. (2007). Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М.: Недра, 511 с.

Пайразян В.В. (2010). Углеводородные системы (бассейны древних платформ России): Монография. М.: Издательство «Спутник+», 153 с.

Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф. (1998). Геология и разработка нефтяных месторождений Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 256 с.

Староверов В.Н., Гонтарев В.В., Воронкова Е.А. (2017). Литолого-фациальная характеристика воробьевского горизонта на территории дальнего Саратовского Заволжья. *Недра Поволжья и Прикаспия*, 90, с. 11–28.

Тихомиров С.В. (1995). Этапы осадконакопления девона Русской платформы и общие вопросы развития и строения стратисферы. М.: Недра, 445 с.

Сведения об авторах

Виктория Александровна Рыбакова – ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д.75-79, литер Д
e-mail: Rybakova.VA@gazprom-neft.ru

Александр Петрович Вилесов – кандидат геол.-мин. наук, ведущий эксперт по седиментологии карбонатных резервуаров, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д.75-79, литер Д
e-mail: Vilesov.AP@gazprom-neft.ru

Вероника Александровна Козлова – ведущий инженер, Санкт-Петербургский государственный университет
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д.75-79, литер Д
e-mail: Kozlova.VA@contractor.gazprom-neft.ru

Наталья Юрьевна Гребенкина – руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д.75-79, литер Д
e-mail: Grebenkina.NYu@gazprom-neft.ru

Виктор Сергеевич Леденев – руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22
e-mail: Ledenev.VS@gazprom-neft.ru

Данил Вячеславович Солодов – заместитель руководителя проекта, Группа компаний «Газпром нефть»
Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22
e-mail: Solodov.DV@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 29.10.2024;

Принята к публикации 07.03.2025; Опубликована 30.03.2025

Lithological Structure and Oil and Gas Source Potential of the Chernoyarsk Horizon in the Central Part of the Rubezhinsky Trough (Based on Drilling Results)

V.A. Rybakova^{1*}, A.P. Vilesov¹, V.A. Kozlova², N.Yu. Grebenkina¹, V.S. Ledenev¹, D.V. Solodov¹

¹Gazprom нефть Group of Companies, St. Petersburg, Russian Federation

²St. Petersburg State University, St. Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Victoria A. Rybakova, e-mail: Rybakova.VA@gazprom-neft.ru

Abstract. The Chernoyarsk horizon of the Middle Devonian is one of the most poorly studied source rock in the south of the Orenburg region.

The data obtained from the results of drilling the first exploratory well on the territory of the Solnechnyj License area (LA) in the Rubezhinsky trough (southern part of the Buzuluk depression) allowed us to obtain new information about the facies genesis and material composition of the rocks of the Chernoyarsk horizon, clarify their oil and gas production potential and update the concepts of the formation of the oil and gas potential of the region.

Sedimentation in the lower part of the Chernoyarsk horizon occurred in conditions of a relatively deep sublittoral (below the wave basis), and in the upper part – in conditions of prodelta. In the rocks of the horizon, signs of bottom anoxia are observed – micro-bedding, abundance of planktonic and nectonic fossil of good preservation, rarity of bioturbation, abundant pyritization by organics.

Integration of lithological and geochemical studies has confirmed the good generation potential of the oil and gas source rock of the Chernoyarsk horizon. The type of organic matter is defined as sapropelic (type II), the pyrolytic parameter Tmax 448–459 °C, which corresponds to the end of the oil window and the beginning of condensate/fatty gas generation. The values of total organic carbon (TOC) are ~2% (rarely up to 5%), which indicates a high degree of maturity and depletion of organic matter.

Keywords: Rubezhinsky trough, Chernoyarsk horizon, sedimentation conditions, oil and gas source rock, geochemical studies, drilling results

Recommended citation: Rybakova V.A., Vilesov A.P., Kozlova V.A., Grebenkina N.Yu., Ledenev V.S., Solodov D.V. (2025). Lithological Structure and Oil and Gas Source Potential of the Chernoyarsk Horizon in the Central Part of the Rubezhinsky Trough (Based on Drilling Results). *Georesursy = Georesources*, 27(1), pp. 125–134. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.23>

Acknowledgements

The authors express their gratitude to Elena Vladimirovna Kozlova, PhD, a leading researcher at the Center for Hydrocarbon Production of the Skolkovo Institute of Science and Technology, for providing a complete and exhaustive pyrolytic analysis of samples.

References

- Grebenkina N.Yu., Ekimenko A.V., Vilesov A.P., Ledenev V.S., Sidubaev A.S. (2023). Vorobyov terrigenous complex of the western part of the Rubezhinsky trough: new data on the features of the structure and prospects of oil and gas potential. *Proc. Conf.: St. Petersburg 2023 Geosciences: A time of change, a time of prospect*. St. Petersburg, pp. 1–4. (In Russ.)
- Gryaznov A.N., Yackanich I.M., Vanin V.A., Zverev K.V., Vilesov A.P. (2014). D4 formation sedimentation model of vorobjevsky horizon of Chagansky and Zaikinsko-Zorinsky fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2, pp. 39–49. (In Russ.)
- Kuznecov V.G. (2007). Lithology. Sedimentary rocks and their study. Manual for graduate students. Moscow: Nedra Publ., 511 p. (In Russ.)
- Pajrazyan V.V. (2010). Hydrocarbon systems (basins of ancient platforms of Russia). Moscow: “Sputnik+” Publ., 153 p. (In Russ.)
- Panteleev A.S., Kozlov N.F. (1998). Geology and development of oil fields in the Orenburg region. Orenburg: Orenburg Book Publ., 256 p. (In Russ.)
- Staroverov V.N., Gontarev V.V., Voronkova E.A. (2017). Lithological and facies characteristics of the vorobjevsky horizon in the far part of Saratov Trans-Volga region. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*, 90, pp. 11–28. (In Russ.)
- Tikhomirov S.V. (1995). Stages of sedimentation of the Devonian of the Russian platform and general issues of the development and structure of the stratosphere. Moscow: Nedra Publ., 445 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1986). Selected works. Geochemistry of organic matter and origin of petroleum. Moscow: Nauka Publ., 368 p. (In Russ.)
- Vilesov A.P., Ledenev V.S., Solodov D.V., Filichev A.V., Bogomolova N.V., Makarova L.I., Grebenkina N.J., Kazachkova A.G., Sidubaev A.S. (2021). Upper Paleozoic reef systems of the Rubezhinsky Trough (southern part of the Buzuluk Depression). *PROneft. Professionally about Oil*, 6(3), pp. 30–42. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-30-42>

About the Authors

Viktoriya A. Rybakova – Leading specialist, Gazprom нефть Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: Rybakova.VA@gazprom-neft.ru

Alexander P. Vilesov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Expert on the sedimentology of carbonate reservoirs, Gazprom нефть Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: Vilesov.AP@gazpromneft-ntc.ru

Veronika A. Kozlova – Lead engineer, St. Petersburg State University
75–79 liter D, Moika River emb., St. Petersburg, 190000, Russian Federation
e-mail: Kozlova.VA@contractor.gazprom-neft.ru

Natalya Yu. Grebenkina – Product Development Project Manager, Gazprom Neft Group of Companies
75–79 liter D, Moika River emb., St. Petersburg, 190000, Russian Federation
e-mail: Grebenkina.NYu@gazprom-neft.ru

Viktor S. Ledenev – Project manager, Gazprom Neft Group of Companies
22, Sinopskaya emb., 191167, St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: Ledenev.VS@gazprom-neft.ru

Danil V. Solodov – Deputy project manager, Gazprom Neft Group of Companies
22, Sinopskaya emb., 191167, St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: Solodov.DV@gazprom-neft.ru

*Manuscript received 29 October 2024;
Accepted 7 March 2025; Published 30 March 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)