

УДК 553.98(47)

Угледородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона

И. Д. Полякова¹, доктор геолого-минералогических наук,
Г. Ч. Борукаев², кандидат геолого-минералогических наук
Геологический институт РАН

Св. А. Сидоренко³, доктор геолого-минералогических наук
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Проанализированы особенности строения и нефтегазоносности рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона. Дан прогноз распространения, качества и катагенетической зональности нефтегазоматеринских толщ, рассмотрены потенциально нефтегазоносные объекты крупных структурных зон.

Ключевые слова: краевые депрессии Сибирского кратона, Новосибирские острова, шельф моря Лаптевых, нефтегазоматеринские толщ, структурно-катагенетические схемы, нефтегазоносные объекты.

Введение

В составе Лаптевоморского региона нами рассматривается не только его акватория, но и сопредельная арктическая территория с краевыми депрессиями Сибирского кратона — Хатангской впадиной и Анабаро-Ленской моноклизой. При интерпретации строения шельфа моря Лаптевых использованы построения ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ), Лаборатории региональной геодинамики (ЛАРГЕ), Севморгео и Южморгео, выполненные по результатам сейсмопрофилирования методом общей глубинной точки (МОГТ) в комплексе с гравимагнитными наблюдениями. Для материковой части региона использованы данные геологического объединения «Лена-нефтегазгеология». На Анабаро-Ленской моноклизе

было пробурено 6 глубоких скважин, в Хатангской впадине — 10. Схема расположения основных сейсмопрофилей МОГТ и глубоких скважин на площади Лаптевоморского региона показана на рис. 1.

Главную особенность геологического строения шельфа моря Лаптевых определяет апт-кайнозойская рифтогенная структура, образованная Усть-Ленской и Бельковско-Святоносской ветвями, разделенными разломом Лазарева (рис. 2). Природа фундамента окончательно не установлена. В настоящее время существует несколько моделей геологического строения шельфа, которые можно сгруппировать в две главные концепции.

Первая — Сибирский кратон с залегающим на докембрийском фундаменте рифейско-фанерозойским осадочным чехлом продолжается на западную часть шельфа моря Лаптевых. В восточной части шельфа осадочный чехол образуют апт-кайнозойские отложения, а фундамент — поздние киммериды складчатого Верхоянья. Эта концепция развивается более сорока лет в трудах И. С. Грамберга,

¹ e-mail: borukaeva@yandex.ru.

² e-mail: gborukaev@mail.ru.

³ e-mail: sidorenko@ipng.ru.

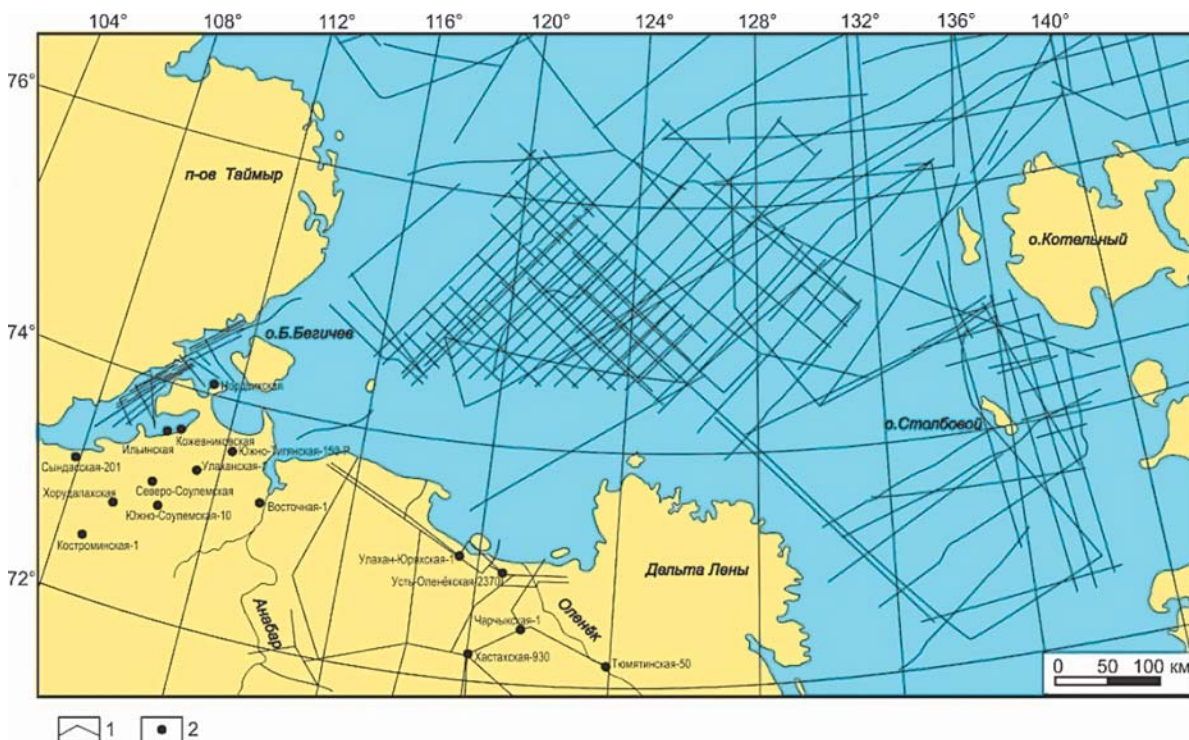


Рис. 1. Геолого-геофизическая изученность Лаптевоморского региона [17; 27; 30]: 1 – сейсмические профили МОГТ, 2 – глубокие скважины

Н. К. Евдокимовой, Н. М. Ивановой, В. И. Кима, Д. В. Лазуркина, К. Б. Мокшанцева, Ю. Е. Погребницкого, С. Б. Секретова, А. Ф. Сафронова, Н. В. Черского и др.

Вторая — фундамент большей части шельфа формируют мезозойские структуры Верхоянья, которые перекрываются апт-кайнозойскими толщами осадочного чехла. Такое представление отражено в публикациях Т. А. Андиевой, С. С. Драчева, Г. А. Заварзиной, С. И. Шкарубо и др. Некоторые исследователи, например Н. А. Малышев и В. А. Виноградов, ранее поддерживавшие первую концепцию, по мере появления новых результатов сейсмопрофилирования изменили свою позицию. Авторы настоящей статьи склонны принять вторую концепцию [23], согласно которой распространение Сибирского кратона ограничено юго-западной окраиной шельфа.

Оценка углеводородного потенциала зависит от принятой концепции, определяющей степень участия в расчетах тех или иных осадочных комплексов. Вторая концепция существенно уменьшает значение осадочного чехла Сибирского кратона. При отсутствии бурения уяснить роль древних комплексов чехла и деформированных комплексов поздних киммерид акустического фундамента в процессах нефтегазообразования шельфа весьма затруднительно. Рассмотрение данного вопроса требует привлечения материалов по геологическому строению и нефтегазоносности соседнего материкового и островного обрамления шельфа. На юго-западе

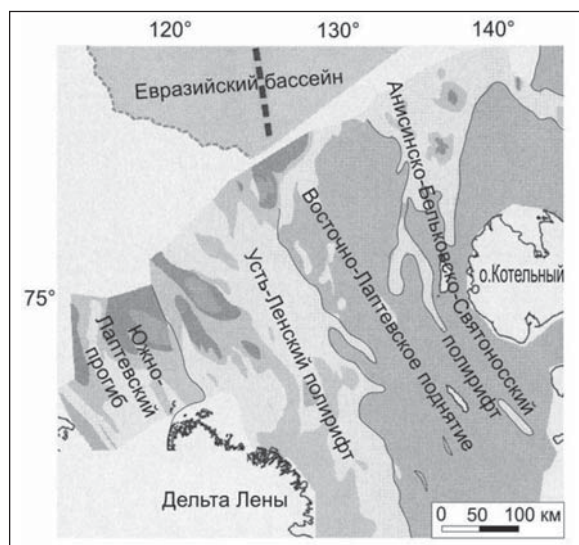


Рис. 2. Структура шельфа моря Лаптевых ([32] с упрощением)

это краевые депрессии кратона, на востоке — Новосибирские острова с выходящими на поверхность неравномерно дислоцированными породами палеозоя и мезозоя.

Краевые депрессии Сибирского кратона

В северо-восточной и восточной частях Сибирского кратона традиционно выделялись Анабаро-Хатангская седловина, Лено-Анабарский региональный прогиб, Вилкойская синеклиза и Предверхоанский

краевой прогиб. Новые геолого-геофизические данные внесли коррективы в строение прибрежной зоны моря Лаптевых, вследствие чего Анабаро-Хатангская седловина была переименована в Хатангскую впадину [27; 29], а Лено-Анабарский региональный прогиб — в погружающуюся на северо-восток моноклизу [17] (рис. 3). Их осадочный чехол образуют среднерифейско-мезозойские отложения, мощность которых в Хатангской впадине достигает 12—14 км, из которых половина приходится на среднерифейско-палеозойские горизонты. Лено-Анабарская моноклиза на севере ограничена вытянутой с запада на восток Прончищевско-Олененской складчатой ветвью, в строении которой принимают участие пермские и триасовые отложения. Вскрытые бурением в устье реки Оленек и обнажающиеся на побережье, они имеют мощность до 3,1 км [16]. Вендский и нижнепалеозойский (нембрий-силур) комплексы изучены по керну скважин Лено-Анабарского междуречья, где их суммарная мощность составляет около 2 км. Здесь же наиболее полно представлен разрез среднерифейского платформенного комплекса, мощность которого на сейсмопрофилях предполагается до 8 км [17]. Верхнепалеозойско-мезозойский структурный ярус Вилюйской синеклизы сложен терригенными образованиями общей мощностью до 7 км, в нем выделяются верхнепалеозойская и среднеюрско-нижнемеловая угленосные формации (рис. 3). По тектонической позиции, строению и мощности этого яруса Вилюйская синеклиза может служить аналогом крупной депрессии, выделявшейся К. Б. Мокшанцевым [20], Н. А. Малышевым [19], А. Ф. Сафроновым [28] и другими исследователями на юго-западе шельфа моря Лаптевых. Обе эти структуры В. С. Старосельцев [29] предлагает объединить в Лаптевско-Вилюйскую нефтегазоносную провинцию.

Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) краевых депрессий Сибирского кратона распространены в основном в палеозойском и среднерифейско-вендском разрезах. В Вилюйской синеклизе главной НГМТ является угленосная формация среднего карбона-перми со смешанным по составу органическим веществом (ОВ) III типа. Средневзвешенные содержания органического углерода в породе $C_{орг}$ в пермских отложениях составляют около 1%, в глинах более 2% [22]. Наиболее полно угленосная формация верхнего палеозоя вскрыта на глубине 2,9—6,5 км Хапчагайского мегавала, где катагенез ОВ быстро нарастает с глубиной от градации $МК_2$ до $АК_3$ [24]. В разрезе мезозойских отложений двухкилометровой мощности шкала катагенеза, наоборот, растянута, и преобразования ОВ ограничены $ПК—МК_1$. По нашим расчетам, существовавшая в позднем палеозое-раннем триасе зональность катагенеза сформировалась при высокому геотермическом градиенте, составлявшем $5^\circ\text{C}/100\text{ м}$ и более, тогда как в мезозое градиент не превышал $2,5—3,0^\circ\text{C}/100\text{ м}$.

В осадочном разрезе Хапчагайского мегавала по соотношению геохимических и литологических параметров уверенно выделяются зоны, различающиеся по фазовому состоянию и форме накопления углеводородов (УВ). На глубинах до 3,9 км установлены наиболее благоприятные условия для нефтегазонакопления в отложениях перми-триаса-юры. На глубинах более 5 км зафиксированы значительное ослабление процессов метанообразования и преобладание в осадочном разрезе непроницаемых пород. Сухие метановые высокоазотные и углекислые газы больших глубин резко отличаются по составу от распространенных в верхней части разреза углеводородных газов, в которых кроме метана присутствуют его высокомолекулярные гомологи [24]. В Предверхоянском краевом прогибе отмечены мозаичные проявления динамокатагенеза, превосходящие на одну-две градации региональный фон статокатагенетических изменений ОВ Вилюйской синеклизы [25].

В Верхоянском мегантиклинории кероген черносланцевой толщи каменноугольно-нижнепермского возраста настолько сильно преобразован, что в нем не сохранилось даже следов углеводородных фрагментов. Хлороформенные битумоиды имеют исключительно углеводородный состав и не содержат ни смол, ни асфальтенов [6].

Нефтегазоносность Вилюйской синеклизы связана с пермско-триасовыми и юрскими отложениями, к которым приурочены Средневилюйское, Толон-Мастахское, Соболох-Неджелинское, Бадаранское, Усть-Вилюйское, Сабо-Хаинское, Среднетюнгское, Западно-Тюнгское газоконденсатные и Нижневилюйское газовые месторождения.

Нефтегазоносный потенциал двух северных депрессий, Хатангской впадины и Лено-Анабарской моноклизы, обеспечивается преимущественно рифейско-вендской и нижне-среднепалеозойской частями разреза с морскими глинисто-карбонатными НГМТ. В них присутствует ОВ II типа, $C_{орг}$ достигают 2%, $B_{хл}$ (хлороформенный битумоид) — 0,09%. Среди НГМТ выделены билляхская серия рифея, куонамская свита нижнего-среднего кембрия (ленский-амгинский ярусы) и доманикоидная толща верхнего девона (франский ярус) [11]. Особенно повышенными содержаниями ОВ может отличаться куонамская свита. В верхнепалеозойском терригенном комплексе со смешанным типом ОВ III типа распространены угленосные и субугленосные НГМТ перми. В пермском разрезе также присутствуют морские глинистые тустахская и нижнекожевниковская свиты нижней перми, содержащие ОВ II/III типа со средневзвешенными содержаниями $C_{орг}$ около 1%, в глинах — около 2%.

В наземной части Лаптевоморского региона с Хатангской впадиной и Лено-Анабарской моноклизой пермско-мезозойский разрез характеризуется значительным преобладанием глинистых пород. Здесь шкала катагенеза ОВ немного сужена: в ней

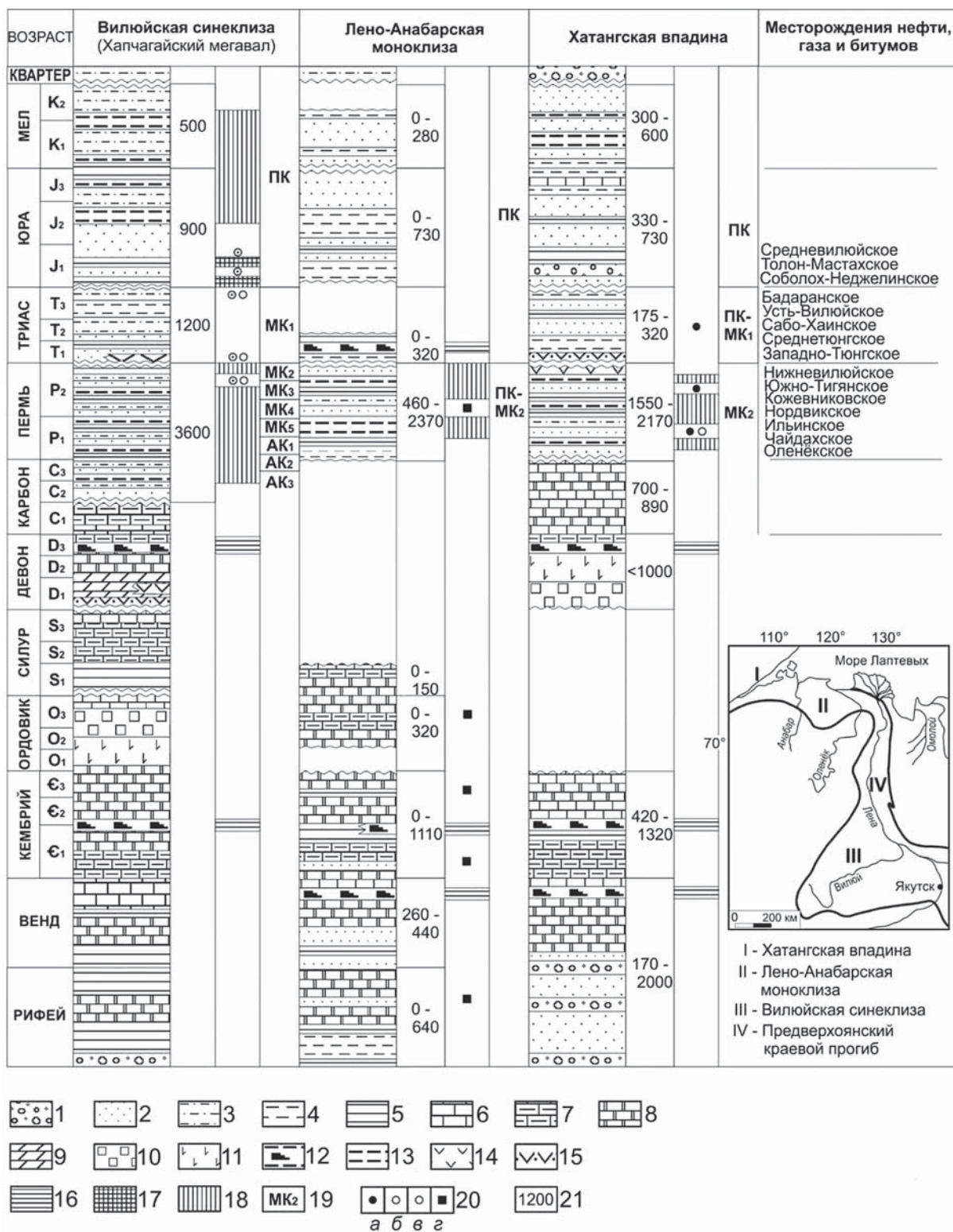


Рис. 3. Нефтегазоносные краевые депрессии северо-восточной части Сибирского кратона: 1–15 – литологический состав осадочного чехла: 1 – конгломераты и гравелиты, 2 – песчаники, 3 – песчаные алевролиты, 4 – алевролиты, 5 – аргиллиты, 6 – известняки, 7 – глинистые известняки, 8 – доломиты, 9 – мергели, 10 – каменная соль, 11 – гипс, 12 – битуминозные породы, 13 – угли, 14 – вулканиты, 15 – туфопесчаники; 16–18 – источники углеводородной генерации: 16 – нефтематеринские толщи (НМТ), 17 – нефтегазоматеринские толщи, 18 – газоматеринские толщи (ГМТ); 19 – градации катагенеза органического вещества (ОВ); 20 – типы залежей: а – нефтяные, б – газоконденсатные, в – газовые, г – битумы; 21 – мощность отложений, м

Изучение и освоение природных ресурсов Арктики

гипсометрическое положение границ зон катагенеза по сравнению с таковой в Вилюйской синеклизе выше примерно на 300 м. Катагенетическая преобразованность ОВ глинистых толщ на полградации опережает ОВ песчано-алевролитовых отложений. Это могло быть, с одной стороны, следствием более высокой активности к преобразованию у сорбированного ОВ по сравнению с детритным, а с другой стороны, степень измененности ОВ усиливалась тем дополнительным теплом, которое могли накапливать глины по причине своей низкой теплопроводности. В шкале катагенеза нижняя граница зоны ПК приурочена к глубине 1000 м, МК₁ — 2400 м, МК₂ — 3600 м, МК₃ — около 4700 м [2].

В северных депрессиях Сибирского кратона большая часть месторождений и проявлений нефти и битумов прослежена в толщах палеозоя. В Хатангской впадине этаж нефтегазоносности охватывает девонско-нижнемеловой интервал осадочного разреза [12]. Максимальные притоки нефти получены из пермских и триасовых отложений, однако нефтепроявления различной интенсивности прослежены по всему изученному разрезу. Открыты нефтяные Южно-Тиганское, Кожевниковское, Нордвикское, Ильинское и газовое Чайдахское полупромышленные месторождения. Зафиксированы значительные нефтепроявления в пермских отложениях на Суолемской, Улаханской и Гуримисской площадях. На полуострове Юрюнг-Тумус (Нордвик) в обнажениях юрских отложений наблюдаются выпоты и свободное высачивание нефти. В отдельных районах Хатангской впадины встречаются диапировые структуры, с которыми связаны нефтепроявления и небольшие залежи (Нордвик и др.).

Большинство нефтей относится к тяжелым, смолистым и сернистым. Изучение биомаркеров [14] и своеобразных сернистых соединений показало, что нефти Хатангской впадины в значительной мере обязаны своим происхождением ОВ девонских, возможно, и кембрийских карбонатов и эвапоритов, накопившихся в условиях засоленного лагунного бассейна. Не исключено, что источниками нефтей также служили пермские отложения, в которых встречаются пачки морских глин и аргиллитов с ОВ II/III типа. Галокинез, проявившийся в Хатангской впадине в конце мела и кайнозой, обусловил локальную раскрытость недр, перетоки в верхние горизонты (иногда с высачиванием на поверхность) нефтей и существенную их гипергенную преобразованность.

В Лено-Анабарской моноклизе известен ряд гипергенных скоплений и мелких проявлений природных битумов, приуроченных к широкому стратиграфическому диапазону отложений от докембрия до мезозоя. В пермских песчаниках дельтового и прибрежно-морского генезиса залегает Оленекское месторождение битумов, которое по значимости и составу часто сравнивают с полем битуминозных песков канадской Атабаски. Как отмечали ранее А. И. Данюшевская [8], а также И. Д. Полякова

и О. Ф. Стасова [26], пермские нафтиды Оленекского месторождения обнаруживают геохимическое сходство с нефтями Хатангской впадины. В последнее время появились новые данные по биомаркерному составу пермских битумов [13], что позволило считать основным генерационным источником углеводородов одновозрастные материнские отложения Сибирской континентальной окраины. Однако выявленные вариации изотопных характеристик углевода ($\delta^{13}\text{C} = -26,8...-31,3\text{‰}$) и высокие содержания серы в нефтях (4—5%) свидетельствуют о возможном участии и более древних источников.

Новосибирско-Чукотская покровно-складчатая область (Новосибирские острова)

Большую часть осадочного разреза островов Котельный и Бельковского составляют палеозойско-неокомские породы. В береговых обрывах на многие километры прослеживаются пологие моноклинали с падением слоев 3—5°. В сочетании с надвигами закартированы складки длиной 10—40 км [3]. Магматические проявления немногочисленны. Характерно отсутствие проявлений регионального метаморфизма [18].

Согласно описанию М. К. Косыко и его коллег [18] толщи ордовика-нижнего девона образованы карбонатами с незначительной примесью кремнисто-глинистой составляющей и прослоями терригенных пород. Начиная с верхнего девона разрез слагают преимущественно терригенные толщи, накапливавшиеся в морских, прибрежно-морских и лагунных условиях, иногда с затрудненной аэрацией придонных вод. На острове Бельковского в позднем девоне-перми сформировалась отдельная структурно-фациальная зона турбидитов подводного склона с тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Признаки нефтегазоносности прослежены в разрезах картировочных скважин и обнажений от ордовика до мела [10; 9; 16]. Наиболее значительно они проявились в отложениях раннего-среднего девона, карбона, перми и триаса. Например, на острове Котельный глинистые сланцы среднего девона содержат $C_{\text{орг}}$ до 7,3%, верхнего девона — до 2,76%, по составу ОВ относятся к II и II/III типам, катагенез соответствует градациям позднего мезокатагенеза. Эти отложения обладали хорошими и очень хорошими нефтематеринскими свойствами, в настоящее время их генерационный потенциал в значительной степени реализован. В нижне-среднедевонских и каменноугольных НГМТ отмечены обильные проявления асфальтов и керитов. Проявления мальт и асфальтов известны в нижнетриасовых и карнийских аргиллитах [10]. Присутствие ОВ II и II/III типов установлено в аргиллитах триаса и юры, где содержание $C_{\text{орг}}$ изменяется от 0,6% до 3,0%.

Результаты наших геохимических исследований по восточной части Новосибирско-Чукотской

покровно-складчатой области показали, что в более дислоцированных осадочных комплексах мезозоя и палеозоя уровень термической зрелости ОВ соответствует апокатагенным грациям (иногда с проявлением графитизации) и его генерационный потенциал в большинстве случаев исчерпан (рис. 4). Однако в некоторых образцах песчаников и органогенных известняков, служивших в геологическом прошлом коллекторами, генерационный потенциал и водородный индекс ОВ относительно повышены за счет сохранившихся в породах смолисто-асфальтеновых соединений и высокомолекулярных УВ, в гомологических рядах которых преобладают термически стойкие структуры. В единичных образцах аргиллитов также фиксируется относительно повышенный водородный индекс. Вероятно, подобные отскоки от общей тенденции обусловлены неравномерностью воздействия на ОВ динамокатагенеза, который носит мозаичный характер, вследствие чего в дислоцированных толщах могут присутствовать участки с не полностью утраченным генерационным потенциалом. Надо думать, что на Новосибирских островах, где катагенез ОВ палеозойско-мезозойских пород соответствует позднему мезокатагенезу, углеводородный потенциал в какой-то степени должен сохраниться.

По всему мезозойскому разрезу восточной части Новосибирско-Чукотской покровно-складчатой области изотопный состав углевода насыщенных УВ в основном идентичен ($\delta^{13}C = -29,6...-31,0\%$). Это свидетельствует не только о высоком и близком уровне термической зрелости ОВ, но и об интенсивных процессах миграции, которые осуществлялись по трещинам разломных зон.

При проведении картировочного бурения на Новосибирских островах, а также в проливах Санникова и Дмитрия Лаптева из отложений юры, палеогена, неогена и кватернера установлены выходы углеводородных газов,

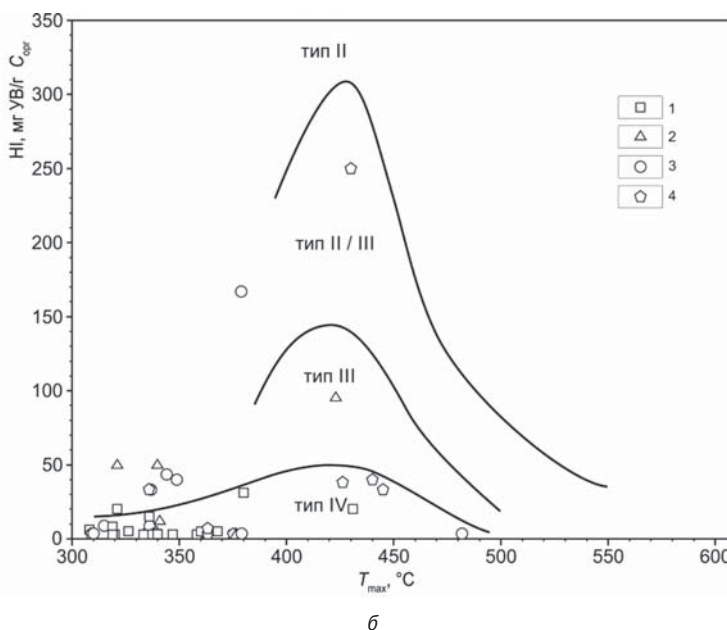
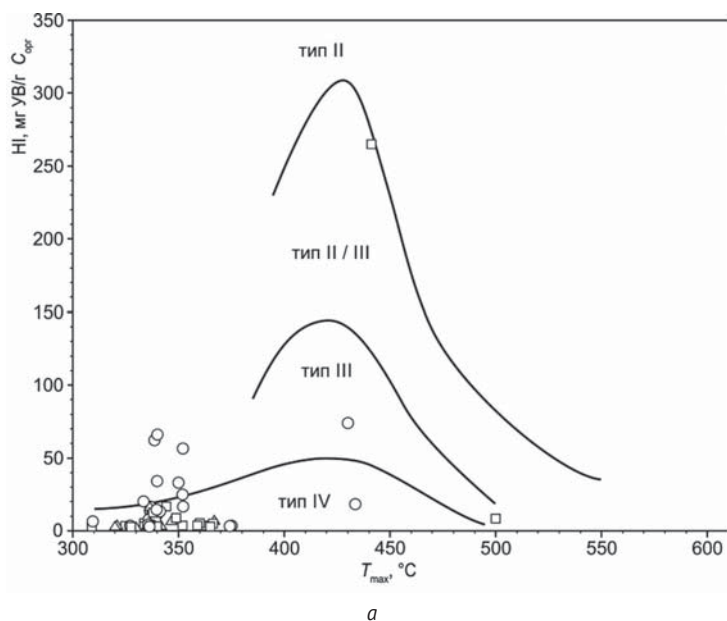


Рис. 4. Диаграмма Ван Кревелена, отражающая зависимость водородного индекса HI от T_{max} для мезозойских (а) и палеозойских (б) отложений восточной части Новосибирско-Чукотской покровно-складчатой области. Типы пород: 1 – аргиллиты, 2 – алевролиты, 3 – песчаники, 4 – органогенные известняки

в которых кроме метана присутствуют и его тяжелые гомологи (этан, пропан, бутан), а на Земле Бунге в газах также выявлены заметные концентрации аргона (0,463%) и гелия (0,002%), свидетельствующие о возможном глубинном источнике. Метан и его гомологи в природных газах из олигоцен-миоценовых отложений на южном берегу Земли Бунге и из миоценовых отложений пролива Дмитрия Лаптева составляют 75—95% [31].

А. И. Гресов с коллегами [7] провели газо-геохимические исследования донных осадков Восточно-Сибирского моря, куда вошел и район Новосибирских островов. В этом районе определена повышенная метаноносность, достигающая 1,2—1,3 см³/кг (в осадках хребта Менделе-

Изучение и освоение природных ресурсов Арктики

ева она не превышает $0,0012 \text{ см}^3/\text{кг}$). Аномальные газо-геохимические поля выявлены в пределах осложненных разломами поднятий с незначительной мощностью осадочного чехла, где происходила интенсивная газовая разгрузка. А. И. Гресов считает, что основными источниками газов в донных осадках Котельническо-Святоносского поднятия являются углегазоносные формации ($\delta^{13}\text{C} = -45,7 \dots -68,0\text{‰}$), а Новосибирского прогиба — газоконденсатные и нефтегазовые залежи ($\delta^{13}\text{C} = -40,2 \dots -53,8\text{‰}$) осадочного чехла, а возможно, и акустического фундамента.

Из описаний следует, что девонские, каменноугольные и пермские черные глинистые известняки, нижнетриасовые и верхнеюрские аргиллиты Новосибирского архипелага в прошлом обладали хорошими нефтегазоматеринскими свойствами, которые частично могли сохраниться.

Шельф моря Лаптевых

На преобладающей площади шельфа моря Лаптевых осадочный чехол имеет апт-кайнозойский возраст, а акустический фундамент образуют складчатые структуры поздних киммерид. Продолжение Сибирского кратона ограничено юго-западной окраиной шельфа, включающей Хатангский залив и Южно-Лаптевский прогиб, в которых возраст осадочного чехла охватывает в основном средний рифей-мезозой, тогда как маломощные толщи кайнозоя распространены не повсеместно. Область, расположенная на шельфовом продолжении Таймырского складчатого пояса, в некоторых публикациях выделяется в качестве Западно-Лаптевского прогиба, в котором возраст осадочного чехла ограничен юрой-кайнозоем [1; 15; 5]. Южно-Лаптевский и Западно-Лаптевский прогибы, примыкающие к Лено-Таймырским краевым поднятиям, образуют общую депрессию. Одни исследователи называют ее синеклизой или гемисинеклизой [28; 9; 19; 21; 20], другие — Юго-Западным прогибом [5; 32]. Далее оставим за ней последнее название.

В Юго-Западном прогибе предположительно только пермско-мезозойские отложения обладают способностями к генерации и аккумуляции УВ, тогда как находящиеся на больших глубинах среднерифейско-каменноугольные толщи в значительной степени их утратили. Однако качественные НГМТ девона и карбона, выявленные в разрезах скважин и обнажений на полуострове Нордвик и Новосибирских островах, при неглубоком залегании могли влиять на нефтегазоносность не только Хатангского залива, но и приподнятой восточной части шельфа моря Лаптевых.

В пермско-нижнемеловом комплексе наиболее значимыми в процессах нефтегазообразования предполагаются морские темноцветные аргиллиты с пачками субугленосных отложений перми. В обнажениях наземного обрамления моря Лаптевых (полуостров Нордвик, река Анабар, Анабарская губа, река Оленек, низовья Лены, острова Новосибирского

архипелага) В. А. Захаров с коллегами [9] подробно изучили верхнеюрские и нижнемеловые отложения, в которых содержания $C_{\text{орг}}$ составляют до 3%. Не исключено их благотворное воздействие на нефтегазоносный потенциал не только в Юго-Западном прогибе, но и на других площадях моря Лаптевых.

Для верхних горизонтов перми на основе тектонических схем и аналогий с разработанными шкалами катагенеза сопредельной суши нами прогнозируется структурно-катагенетическая зональность ОВ юго-западной части Лаптевоморского региона (рис. 5). Здесь кайнозойские отложения отсутствуют или их мощность не превышает 0,5—1,5 км, а содержащееся в них ОВ преобразовывалось при геотермическом режиме с градиентом около $2^\circ\text{C}/100 \text{ м}$. Тепловой поток мог усиливаться локально и кратковременно в зонах разломов, практически не влияя на общий фон и уже «погребенную» катагенетическую зональность. Самую большую площадь занимает зона МК_2 , в наиболее глубоких частях депрессионной зоны шельфа прогнозируется ОВ на грациях МК_3 и МК_4 . В пермских отложениях, выходящих на поверхность поднятий Оленекской ветви на суше и Лено-Таймырской зоны в акватории, предполагаются динамокатагенетические преобразования ОВ, превосходящие статокатагенетический фон на одну-две градации и более (поздний мезокатагенез). На юге Лено-Анабарской моноклизы и положительных структурах Хатангской впадины ОВ претерпело относительно слабые изменения, отвечающие грациям МК_1 и ПК_3 .

На остальной части шельфа моря Лаптевых пермско-нижнемеловые отложения входят в состав акустического фундамента, дислоцированность которого характеризуется разной интенсивностью. На сейсмических профилях Усть-Ленской рифтовой зоны прослеживаются участки с относительно спокойным залеганием отложений фундамента. На профиле 87722 МАГЭ В. А. Виноградов с коллегами [4] отметили отсутствие четкой границы раздела чехол-фундамент при погружении вглубь бассейна. На ряде участков других профилей, например 200703, нами прослежена та же особенность сейсмической записи в местах глубокого погружения грабен-рифтов, в которых рефлектор А не распознается. Наличие таких участков связано с ослабленной деформацией и умеренной степенью катагенеза ОВ горизонтов верхоянского комплекса, что, бесспорно, должно было повысить перспективы нефтегазоносности шельфа.

С. И. Шкарубо и Г. А. Заварзина [30], выделяющие рефлектор А как поверхность денудационного среза фундамента, в отдельных случаях (сейсмопрофили 200615 ПК 5000-8500, 200711 ПК 800-1600, 200717 ПК 2500-3300) отмечают ниже этого среза яркие и протяженные отражающие горизонты. Они создают внутреннюю слоистость слабо деформированного верхоянского комплекса, напоминающего чехол Сибирского кратона. Появление этих

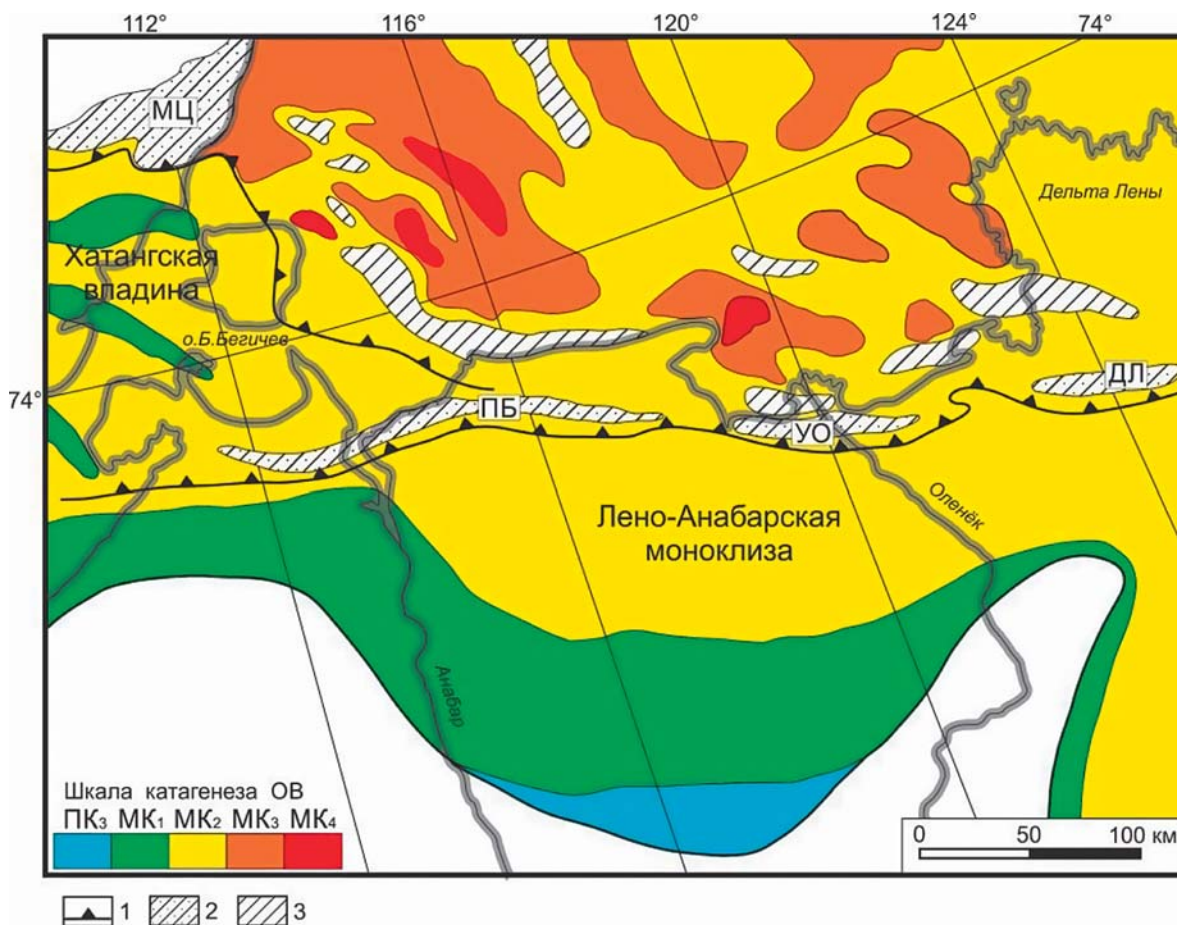


Рис. 5. Структурно-катагенетическая схема по верхним горизонтам перми юго-западной части шельфа моря Лаптевых и прилегающей суши: 1 – фронт позднемезозойских дислокаций Оленекской зоны, 2 – ядра антиклиналей с выходом пермско-триасовых отложений на поверхность суши, 3 – отрицательное поле силы тяжести в акватории, в пределах которого возможен динамокатагенез ОВ

отражений в акустическом фундаменте, вероятно, соответствует участкам с пологим залеганием слоев, которое отмечалось на островах Котельном и Столбовом [18]. К таким участкам разреза могли быть приурочены небольшие нефтегазопроявления, из которых УВ перемещались по трещинам разломов в осадочный чехол, в том числе и донные осадки, повышенную метаноносность которых отмечал А. И. Гресов [7].

В восточной части шельфа моря Лаптевых, где мощность кайнозойских отложений существенно сокращается и на преобладающей площади составляет 0,7—2 км, при слабых деформациях палеозойско-мезозойских пород и умеренных трансформациях ОВ возможны частичная сохранность генерационного потенциала НГМТ, а на склонах грабен-рифтов выделение перспективных на нефть и газ объектов.

Потенциально нефтегазоносные объекты

В состав Лаптевоморского региона входит ряд крупных структурных зон: Хатангская впадина, Лено-Анабарская моноклиза, Оленекская

складчатая ветвь с ее шельфовым продолжением, Юго-Западный прогиб, Усть-Ленский и Бельковско-Святоносский грабен-рифты. Каждой зоне свойственны свои особенности структуры, возрастной диапазон осадочного чехла, нефтегазоматеринские и коллекторские толщи, уровень катагенетических преобразований ОВ, определившие потенциал и фазовое состояние углеводородов.

В Хатангской впадине, важной особенностью которой является галокинез, наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении являются антиклинальные структуры третьего порядка, связанные с соляными куполами и штоками. Они распространены на прилегающей к заливу суше и в самом заливе, к ним приурочены уже открытые в пермско-триасовых отложениях месторождения в Сопочном, Кожевниковском, Ильинском, Нордвикском районах. Значительные ресурсы предполагаются в группе Осиновских структур, близко расположенных к Анабарской антеклизе. Здесь нефтегазоносными могут оказаться верхнедевонские, кембрийские и рифейские толщи.

На Лено-Анабарской моноклизе наибольший интерес представляют отложения перми, кембрия, венда и рифея. Пермские объекты связаны с поднятиями и зонами выклинивания песчаных коллекторов, залегающих на кембрийских породах. В пермских битумах Оленекского поля, распространяющегося на 50 и более километров на север, была обнаружена жидкая нефть. Это дает основание для ее ожидания во внутренних районах моноклизы, где пермские отложения перекрыты мезозоем. На примыкающей к Анабарской антеклизе и Оленекскому своду территории могли накопиться нефти и битумы в рифейских, вендских и кембрийских отложениях.

Отличительной чертой осадконакопления в пределах Лено-Анабарской моноклизы является длительный сопровождающийся разрывом перерыв между кембрием и пермью, который мог негативно сказаться на сохранности древних залежей и затормозить процессы нефтегазообразования в местах первоначально неглубокого залегания рифейско-кембрийских отложений. Вопрос в том, могли ли эти процессы возобновиться или даже начаться спустя как минимум 250 млн лет после того, как древние толщи были перекрыты пермско-мезозойскими отложениями. Если принять одну из точек зрения о генезисе Оленекских битумов, согласно которой их углеводородный источник имеет смешанный состав и в нем принимало участие ОВ и кембрийских, и пермских отложений, то вполне вероятно, что могли. Более определенный ответ возможен после вскрытия бурением рифейско-кембрийских отложений в северных отдаленных от Оленекского свода районах моноклизы.

Оленекская складчатая зона и ее шельфовое продолжение в виде погребенных выступов краевых поднятий могут играть значительную роль при оценке перспектив нефтегазоносности прибрежной части моря Лаптевых. Вряд ли претерпевшие динамокатагенетические изменения палеозойские ядра поднятий сохранили свой углеводородный потенциал. В разделяющих их небольших впадинах и прогибах, а также в Юго-Западном прогибе в пермских и мезозойских отложениях возникали очаги генерации, из которых УВ мигрировали на склоны, а возможно, и их облекаемые осадками своды. Основанием для такого предположения послужили данные о результатах изучения пробуренных скважин и обнажений Оленекской складчатой зоны. В Юго-Западном прогибе УВ могли аккумулироваться на его склонах и внутренних поднятиях в структурных, литолого-стратиграфических и тектонически экранированных ловушках.

В рифтовой системе шельфа, состоящей из Усть-Ленской и Бельковско-Святоносской ветвей, нефтегазоносность прогнозируется в апт-кайнозойских отложениях, в которых присутствуют ГМТ, НГМТ и гранулярные коллекторы с оптимальными фильтрационно-емкостными свойствами. В зонах, где пермско-нижнемеловые отложения не

подверглись значительным позднекеммерийским дислокациям, происходил дополнительный весьма существенный подток УВ, перемещавшихся по трещинам разломов в верхние горизонты. Предположительно они накапливались в антиклинальных, литолого-стратиграфических часто тектонически экранируемых ловушках. В Бельковско-Святоносских грабен-рифтах УВ могли поступать также из слабо дислоцированных девонских и каменноугольных отложений при неглубоком их залегании на склонах. Такая возможность должна учитываться при оценке собственных перспектив неравномерно дислоцированного фундамента и его роли в формировании углеводородного потенциала шельфа моря Лаптевых.

Литература

1. Богданов Н. А., Хаин В. Е., Розен О. М. и др. Объяснительная записка к тектонической карте морей Карского и Лаптевых и севера Сибири (масштаб 1 : 2 500 000). — М.: Ин-т литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1998. — 127 с.
2. Богородская Л. И., Соболева Е. И. Катагенез органического вещества осадочных пород Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. — Новосибирск, 1983. — С. 60—70.
3. Бондаренко Г. Е. Тектоника и геодинамическая эволюция мезозойского северного обрамления Тихого океана: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук / МГУ. — М., 2004. — 46 с.
4. Виноградов В. А., Горячев Ю. В., Супруненко О. И. Море Лаптевых как возможный плацдарм эффективного освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Бурение и нефть. — 2013. — № 1. — С. 21—30.
5. Виноградов В. А., Драчев С. С. К вопросу о тектонической природе фундамента юго-западной части моря Лаптевых // Докл. РАН. — 2000. — Т. 372, № 1. — С. 72—74.
6. Гордадзе Г. Н., Мазанов В. Ф., Соломатина И. П., Белова Е. А. К вопросу о нефтегазоносности краевой части Верхоянья // Геология нефти и газа. — 1994. — № 3. — С. 46—53.
7. Гресов А. И., Обжиров А. И., Яцук А. В. и др. Газоносность донных осадков и геохимические признаки нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского моря // Тихоокеан. геология. — 2016. — № 1.
8. Данюшевская А. И. Геохимия органического вещества мезозойских отложений севера Средней Сибири (теоретические закономерности и прогноз нефтегазообразования): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Л., 1975.
9. Захаров В. А., Ким Б. М., Рогов М. А. О возможном распространении верхнеюрских и нижнемеловых отложений на шельфе моря Лаптевых и перспективах их нефтегазоносности // Стратиграфия. Геол. корреляция. — 2013. — Т. 21, № 5. — С. 36—55.

10. Иванов В. В. Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии. — М.: Наука, 1985. — 208 с.
11. Калабин В. В., Лопатин Н. В., Горшков А. С., Тухонов И. В. Нефтегазовые информационные системы Анабаро-Хатангской седловины // *Геоинформатика = Geoinformatika*. — 2013. — № 1.
12. Калинин М. К. Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Нордвикский район) // *Нефтегазоносность Севера Сибири*. — Л.: Гостоптехиздат, 1958. — С. 134—170.
13. Каширцев В. А., Конторович А. Э., Иванов В. Л., Сафронов А. Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // *Геология и геофизика*. — 2010. — Т. 51, № 1. — С. 93—105.
14. Каширцев В. А., Конторович А. Э., Филл Р. П. и др. Биомаркеры в нефтях восточных районов Сибирской платформы как индикаторы условий формирования нефтепроизводивших отложений // *Геология и геофизика*. — 1999. — Т. 40, № 11. — С. 1700—1710.
15. Ким Б. И., Евдокимова Н. К., Харитонова Л. Я. и др. Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых и его нефтегазовый потенциал // *Геология нефти и газа*. — 2011. — № 6. — С. 116—131.
16. Константинов А. Г., Соболев Е. С., Ядренкин А. В. Стратиграфия триаса восточной части побережья моря Лаптевых и Новосибирских островов // *Геология и геофизика*. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 1028—1046.
17. Конторович В. А., Конторович А. Э., Губин И. А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // *Геология и геофизика*. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 1253—1274.
18. Косько М. К., Соболев Н. Н., Кораго Е. А. и др. Геология Новосибирских островов — основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России // *Нефтегаз. геология. Теория и практика*. — 2013. — Т. 8, № 2 (http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf).
19. Малышев Н. А., Обметко В. В., Бородулин А. А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // *Науч.-техн. вестн. ОАО «НК Роснефть»*. — 2010. — № 1. — С. 20—28.
20. Мокшанцев К. Б., Горнштейн Д. К., Гусев Г. С. Тектоника Якутии. — Новосибирск: Наука, 1975. — 198 с.
21. Полякова И. Д. Закономерности нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в краевых бассейнах платформ: Дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Новосибирск, 1986. — 421 с.
22. Полякова И. Д. Органическое вещество Сибирской платформы в связи с особенностями нефтегазообразования // *Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы*. — М., 1981. — С. 164—170.
23. Полякова И. Д., Борукаев Г. Ч. Прогноз нефтегазоносности лаптевского шельфа // *Нефтегаз. геология. Теория и практика*. — 2015. — Т. 10, № 1 (http://www.ngtp.ru/rub/5/9_2015.pdf).
24. Полякова И. Д., Колганова М. М., Меленевский В. Н. и др. Опыт прогнозирования зональности нефтегазоаккумуляции в угленосных отложениях на больших глубинах // *Геология и геофизика*. — 1989. — № 4. — С. 47—56.
25. Полякова И. Д., Соболева Е. И. Катагенез и нефтегазообразование в Предверхолянском краевом прогибе // *Геология и геофизика*. — 1990. — № 6. — С. 42—48.
26. Полякова И. Д., Стасова О. Ф. Геохимия нафтидов северо-востока Сибирской платформы, условия их формирования и разрушения // *Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири*. — Новосибирск, 1983. — С. 70—82.
27. Пронкин А. П., Савченко В. И., Шумский Б. В. и др. Новые данные о строении Анабаро-Хатангской седловины (в пределах Хатангского залива) // *Природные ресурсы Красноярского края*. — 2011. — № 11. — С. 56—59.
28. Сафронов А. Ф., Сивцев А. И., Чалая О. Н. и др. Начальные геологические ресурсы шельфа моря Лаптевых // *Геология и геофизика*. — 2013. — Т. 54, № 8. — С. 1275—1279.
29. Старосельцев В. С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. — 2012. — № 3 (11). — С. 32—37.
30. Шкарубо С. И., Заварзина Г. А. Стратиграфия и характеристика сейсмических комплексов осадочно-чехла Западной части шельфа моря Лаптевых // *Нефтегаз. геология. Теория и практика*. — 2011. — Т. 6, № 2 (http://www.ngtp.ru/rub/2/14_2011.pdf).
31. Яшин Д. С., Ким Б. И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // *Геология нефти и газа*. — 2007. — № 4. — С. 25—29.
32. Drachev S. S. Tectonic setting, structure and petroleum geology of the Siberian Arctic offshore sedimentary basins // *Memoirs / Geological Society [London]*. — 2011. — Vol. 35. — P. 369—394.