

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2015

УДК 553.98.04(268.53)

Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч.Геологический институт РАН, Москва, Россия, borukaeva@yandex.ru

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛАПТЕВСКОГО ШЕЛЬФА

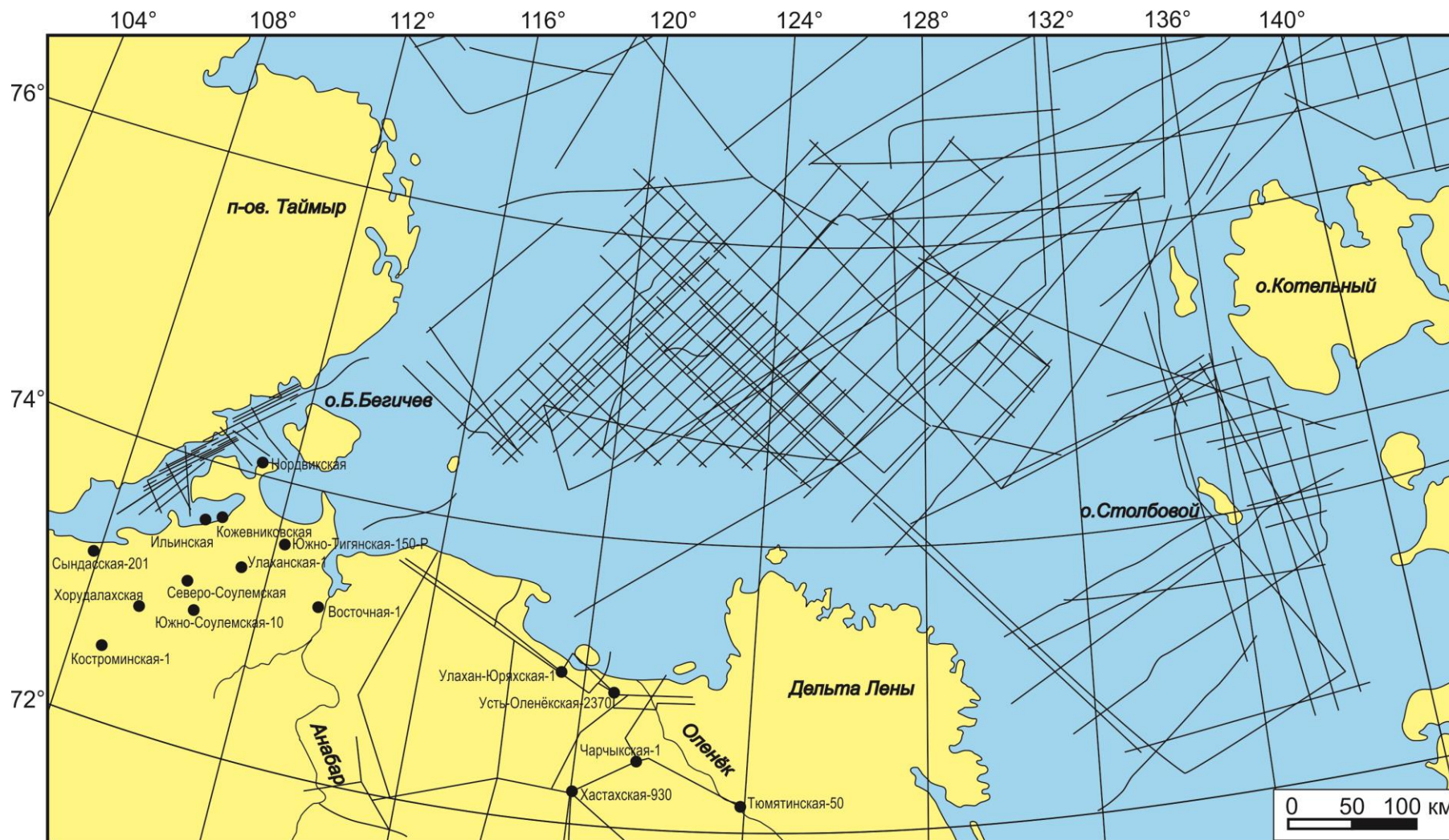
Проанализированы особенности строения и нефтегазоносности Лаптевского шельфа. Дан прогноз возраста и литологического состава осадочного чехла, охарактеризованы нефтегазоматеринские толщи, катагенетическая зональность органического вещества и потенциально нефтегазоносные объекты крупных структурных зон. В составе углеводородов, кроме газа, предполагается заметная роль нефти. В прибрежной части ее образование обусловлено наличием качественных нефтематеринских толщ рифейско-фанерозойского чехла, продолжающегося на шельф Сибирского кратона. На остальной части шельфа также могут присутствовать нефтяные и нефтегазовые залежи, поскольку в рифтогенных кайнозойских отложениях предполагаются не только газоматеринские, но и нефтегазоматеринские толщи дельтового и авандельтового происхождения, находящиеся в главной зоне нефтеобразования.

Ключевые слова: структура шельфа, осадочные комплексы, нефтегазоматеринские толщи, катагенез органического вещества, нефтегазоносность.

Введение

Со второй половины восьмидесятых годов прошлого века в акватории ведутся сейсморазведочные работы, в которых принимали участие ОАО «Морская арктическая геологическая экспедиция» (МАГЭ), Лаборатория региональной геодинамики (ЛАРГЭ), трест «Севморнефтегеофизика» (СМНГ) и Германский Федеральный институт геологии и минеральных ресурсов (BGR). С 2007 г. ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» осуществляются сейсморазведочные работы по системе непрерывных профилей суша-море с выходом в Хатангский залив. На Анабаро-Ленской моноклизе в восьмидесятые годы геологическим объединением «Ленанефтегазгеология» выполнялись региональные сейсмические исследования, относительно плотные сетки профилей были отработаны на севере в области Усть-Ленского и Прончищевского поднятий. Глубокое бурение проводилось только на материковой части региона и в небольшом объеме: 6 скважин на Анабаро-Ленской моноклизе и 10 скважин в Хатангской впадине. Схема расположения сеймопрофилей МОГТ и глубоких скважин на прилегающей суше показана на рис. 1.

Полученные данные интерпретировались многими исследователями [Андиева, 2008; Драчев, 2000, 2002; Грамберг и др., 2004; Заварзина, 2013; Евдокимова и др., 2008; Ким и др., 2011; Лазуркин, 2002; Малышев и др., 2010; Пронкин и др., 2013; Старосельцев, 2012; Шкарубо, Заварзина, 2011; Franke et al., 2001 и др.].



1 2

Рис. 1. Геолого-геофизическая изученность Лаптевоморского региона [Шкарубо, Заварзина, 2011; Пронкин и др., 2011; Конторович и др., 2013]
 1 – сейсмические профили МОГТ, 2 – глубокие скважины.

Ими выделены горизонты-рефлекторы, фиксирующие региональные несогласия, (максимально от 8 до 12), установлены главные структурные элементы и осадочные комплексы чехла.

Поскольку в акватории не было пробурено ни одной скважины, датировка отражающих горизонтов и возрастной диапазон, заключенных между ними сейсмостратиграфических подразделений, не однозначны. В связи с этим предложено несколько моделей геологического строения, в основу которых положены различные представления о происхождении, возрасте и пространственном соотношении главных структурных элементов фундамента и осадочного чехла шельфа.

Цель публикации – проанализировать материалы по строению и нефтегазоносности Лаптевского шельфа, дать прогноз литологического состава и возраста осадочного чехла крупных структурных зон шельфа, определить геолого-геохимические предпосылки их нефтегазоносности и охарактеризовать перспективные объекты.

О структуре шельфа и возрасте осадочного чехла

Лаптевский шельф находится на сочленении крупнейших структурных элементов Циркумарктического сегмента Земли, в число которых входят северная окраина докембрийского Сибирского кратона, фрагменты складчатых структур Центрально-Таймырского аккреционного пояса и ветвей Верхояно-Чукотской позднекиммерийской покровно-складчатой системы. В край внешнего шельфа упирается рифтовая долина срединного хребта Гаккеля, разграничивающего Евразийский океанский бассейн на две глубоководные впадины. Важную роль хребет играл также в формировании на шельфе меловой-кайнозойской рифтовой системы, характеризующейся северо-западным простираем и состоящей из двух частей – Усть-Ленской и Бельковско-Святоносской [Андиева, 2008; Богданов и др. 1998; Драчев, 2000; Заварзина, 2013 и др.].

Существующие представления о структурных особенностях шельфа и возрасте осадочного чехла, имеющие важное значение для оценки перспектив его нефтегазоносности, можно сгруппировать в две главные концепции.

Первая – Сибирский кратон, с залегающим на докембрийском фундаменте рифейско-фанерозойским осадочным чехлом, продолжается на западную половину Лаптевского шельфа. В восточной части шельфа осадочный чехол образуют меловые-четвертичные отложения, а фундамент – поздние киммериды складчатого Верхоянья.

Вторая – фундамент практически всего шельфа формируют мезозойские структуры Верхоянья, которые перекрываются аптско-кайнозойскими толщами осадочного чехла.

На основании анализа геолого-геофизических материалов и геодинамических реконструкций у авторов сложилось представление, близкое ко второй концепции, согласно

которой распространение Сибирского кратона ограничено юго-западной окраиной шельфа. Она включает восточную часть Хатангской впадины в одноименном заливе, краевые структуры Оленекской складчатой зоны и примыкающий к ним Южно-Лаптевский прогиб. В их пределах осадочный чехол составляют в основном среднерифейско-мезозойские образования, тогда как маломощные толщи кайнозоя распространены только в Южно-Лаптевском прогибе и то не повсеместно. Область, расположенная на шельфовой окраине Таймырского складчатого пояса, выделяется как Западно-Лаптевский прогиб [Богданов, 1998; Ким и др., 2011; Малышев и др., 2010].

Практически Южно-Лаптевский и Западно-Лаптевский прогибы составляют общую депрессию, которую одни исследователи называют гемисинеклизой или синеклизой [Старосельцев, 2012; Сафронов и др., 2013], другие – Юго-Западным прогибом [Виноградов, Драчев, 2000], которая используется и авторами.

Остальную и большую часть шельфа занимает меловая-кайнозойская рифтовая система с Усть-Ленским и Бельковско-Святоносским полирифтами, разделенными Восточно-Лаптевским поднятием (рис. 2). Фундамент образует верхоянский комплекс, дислоцированность которого характеризуется разной степенью интенсивности. На сейсмических профилях на фоне складчатых структур выделяются участки с относительно спокойным залеганием отложений. На некоторых профилях, в частности МАГЭ-87722, отмечено отсутствие четкой границы раздела чехол-фундамент при погружении вглубь бассейна [Виноградов и др., 2013]. На ряде участков других профилей, например, МАГЭ-200703, прослежена подобная особенность сейсмической записи в местах глубокого погружения грабен-рифтов, в которых эта граница (рефлектор А) не распознается. Наличие таких участков связано с ослабленной деформацией и умеренной степенью катагенеза горизонтов верхоянского комплекса, что следует учитывать в оценке перспектив нефтегазоносности Лаптевоморской плиты.

С.И. Шкарубо и Г.А. Заварзина (2011), рассматривающие рефлектор А как поверхность денудационного среза фундамента, в ряде случаев отмечают ниже этого среза несогласные к подошве чехла яркие и протяженные отражающие горизонты, которые характеризуют внутреннюю слоистость верхоянского комплекса. Очевидно, заключенные между ясно выраженными горизонтами интервалы разреза не подверглись сильному уплотнению и интенсивному геотермическому воздействию.

Возраст осадочного чехла отдельных структурных зон Лаптевского шельфа существенно различается, изменяясь от рифея до кайнозоя включительно (см. рис. 2).

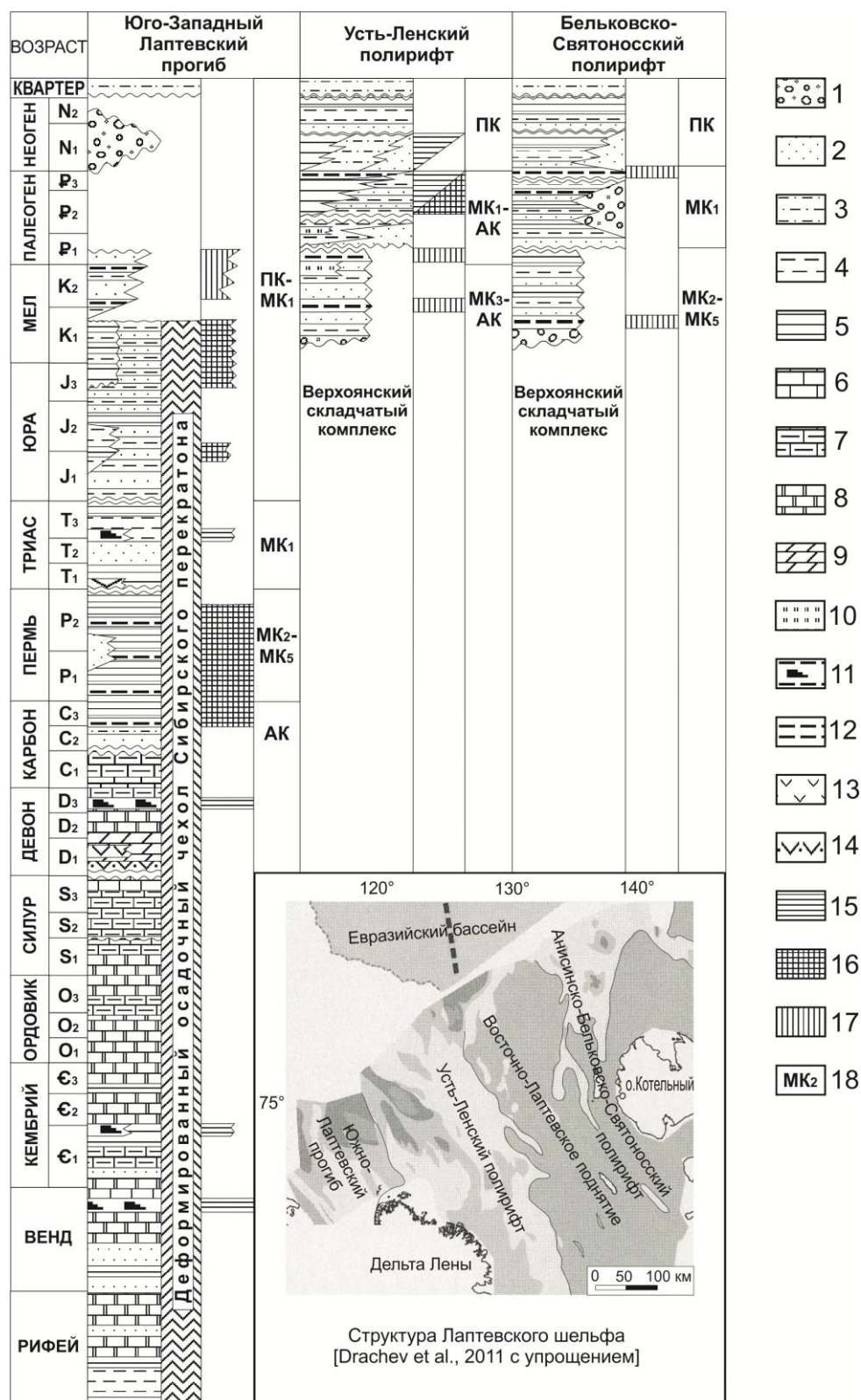


Рис. 2. Прогнозный разрез осадочного чехла крупных структурных зон Лаптевского шельфа
 1-15 – литологический состав осадочного чехла: 1 – конгломераты и гравелиты, 2 – песчаники, 3 – песчанистые алевролиты, 4 – алевролиты, 5 – аргиллиты, 6 – известняки, 7 – глинистые известняки, 8 – доломиты, 9 – мергели, 10 – опоки, диатомиты, 11 – битуминозные породы, 12 – угли, 13 – вулканиты, 14 – туфопесчаники; 15-17 – источники УВ генерации: 15 – нефтематеринские толщи, 16 – нефтегазоматеринские толщи, 17 – газоматеринские толщи, 18 – градации катагенеза ОВ.

В нефтегазоносном отношении на юго-западной окраине шельфа (восточная часть Хатангской впадины, краевые поднятия Оленекской складчатой ветви и Юго-Западный прогиб) интерес представляют в основном пермско-мезозойские толщи, а находящиеся на больших и сверхбольших глубинах рифейско-каменноугольные отложения практически утратили способности к генерации и аккумуляции углеводородов (УВ).

На площади развития рифтовой системы (Усть-Ленский и Бельковско-Святоносский полирифты) потенциальная нефтегазоносность связывается с апт-кайнозойскими образованиями.

Осадочные комплексы

В составе осадочного чехла шельфа выделяются три структурно-вещественных комплекса: перикратонный пермско-нижнемеловой(?), рифтогенный верхнеаптско-кайнозойский и синеклизный верхнемиоценово-четвертичный, отражающие основные этапы развития Лаптевоморской плиты. Два первых комплекса можно отнести к потенциально нефтегазоносным. В Юго-Западном прогибе, по аналогии с наземными обрамляющими шельф структурами, терригенный пермско-нижнемеловой(?) комплекс имеет крупно циклическое строение со сменяющимися друг друга глинистыми и песчано-алевролитовыми толщами. В пермской части этого комплекса возможно присутствие также пачек субугленосных пород, в нижнетриасовой – туфов, туфопесчаников и маломощных линзовидных тел базальтов, в юрско-аптской – прослоев известняков и доломитов. В депозитных прогибах могли образовываться и обогащенные органическим веществом (ОВ) конденсированные глинистые осадки. Такой состав разреза согласуется с результатами изучения литологического состава стратиграфических эквивалентов из обнажений побережья моря Лаптевых и островов Новосибирского архипелага, которые проводились В.А. Захаровым, А.Г. Константиновым, Б.Л. Никитенко и их коллегами.

Тектонические деформации пермско-кайнозойских отложений на юге шельфа имеют локальный характер и сосредоточены вблизи контрастных валообразных поднятий продолжающейся в акваторию Оленекской складчатой зоны, тогда как на остальной его площади сохранился не деформированный платформенный чехол. Н.А. Малышев с соавторами (2010) оценивают мощность пермско-кайнозойского чехла до 6-8 км, из которых только 0,5-1,5 км приходится на кайнозой (см. рис. 2).

Следующий терригенный комплекс осадочного чехла, охватывающий мел (с конца апта)–кайнозой, имеет рифтогенную природу. Его формирование проходило в две фазы: аптско-позднемеловую и позднепалеоцен-среднемиоценовую. [Заварзина, 2013]. Первая фаза связана с позднемезозойскими процессами образования впадин Американо-Тихоокеанского бассейна, вторая инициировалась раскрытием Евразийского бассейна. Если в первую фазу влияние

было отдаленным, то во вторую фазу Лаптевоморская плита развивалась в близком контакте со срединным хребтом Гаккеля, в результате чего она превратилась в торцевую окраину с характерным структурным планом и литолого-фациальным составом отложений.

Рифтогенный комплекс занимает большую часть площади Лаптевского шельфа. Максимальных мощностей он достигает в Усть-Ленском (7-12 км) и Бельковско-Святоносском (6-8 км) полирифтах (см. рис. 2). Меловые отложения комплекса, соответствующие первой фазе рифтогенеза [Драчев, 2000; Заварзина, 2013; Drachev, 2011], образуют угленосную молассу, накопившуюся в континентальной и прибрежной обстановках за счет разрушения складчатых сооружений поздних киммерид. На Новосибирских островах также известны вулканиты. Мощность средне-верхнемеловых отложений 0,4-3,5 км [Малышев и др., 2010]. Палеоген-среднемиоценовые терригенные отложения отвечают второй фазе рифтогенеза. Их характерной чертой является переслаивание песчаных, алевролитовых, глинистых и субугленосных пачек с возможным присутствием пластов диатомитов и опок, весьма часто встречающихся в северных широтах того времени. Палеоген-среднемиоценовые отложения накапливались в рифтовых долинах, в которых располагались русла и дельты рек, периодически заливавшиеся морем, мощность отложений варьирует от 0,6 до 5,5 км. Меловые и палеогеновые отложения разделены размывом и корой выветривания, которая сохранилась во впадинах на о-вах Бол. и Мал. Ляховский, Земля Бунге [Заварзина, 2013].

Верхнемиоцен-четвертичный комплекс, плащем перекрывающий нижележащие отложения, сложен двумя терригенными толщами, среднемиоцен-плиоценового и четвертичного возраста, представленными морскими и прибрежно-морскими песчано-глинистыми и глинистыми отложениями. Граница между толщами обозначена перерывом в осадконакоплении. Мощность нижней толщи – 0,2-1,3 км, верхней – 0,2-0,5 км.

Нефтегазоматеринские толщи

Они прогнозируются в осадочном чехле Лаптевского шельфа по аналогии с таковыми в краевых депрессиях его наземного обрамления и других бассейнах Арктики. Ранее Н.К. Евдокимова с соавторами [Ким и др., 2011], суммируя данные ленинградско-петербургской школы органической геохимии, охарактеризовали нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) верхнерифейско-мезозойского чехла Сибирской платформы, распространив их на большую часть площади Лаптевского шельфа. В значительной степени эти исследователи упростили нашу задачу, которую мы видим теперь в определении возможного участия тех или иных НГМТ в процессах нефтегазообразования разных структурных зон шельфа и в дополнении характеристики этих толщ авторскими и другими опубликованными материалами [Полякова и др., 1982, 1989].

В пермско-нижнемеловом комплексе на юго-западе Лаптевского шельфа качественные НГМТ могут быть представлены темноцветными глинистыми отложениями перми, триаса и титона-берриаса с повышенными содержаниями $C_{орг}$. В обнажениях суши, прилегающей к морю Лаптевых (п-ов Нордвик, р. Анабар, Анабарская губа, р. Оленек, низовья Лены, о-ва Новосибирского архипелага) были подробно изучены верхнеюрские и нижнемеловые отложения, в глинистых пачках которых содержания $C_{орг}$ составляют до 3%. Это послужило основанием для высокой оценки УВ потенциала отложений и их сравнения с битуминозной баженовской свитой, представляющей наиболее качественную нефтематеринскую толщу (НМТ) Западно-Сибирской плиты [Захаров, 2013]. Мы более осторожны в оценках, но не исключаем благоприятных для нефтеобразования свойств верхнеюрско-нижнемеловых отложений Юго-Западного прогиба, а также других структурных зон моря Лаптевых, где рефlector А между апт-кайнозойским осадочным чехлом и верхоянским комплексом на сейсмических профилях не фиксируется.

Наличие НМТ в девонских и каменноугольных разрезах скважин и обнажений на п-ове Нордвик и Новосибирских о-вах позволяет предполагать, что при неглубоком залегании они могли принять участие в нефтеобразовании не только в Хатангской впадине, но и Бельковско-Святоносских грабен-рифтах.

В среднемеловом-кайнозойском рифтовом комплексе моря Лаптевых предполагается присутствие качественных НГМТ, поскольку они накапливались в благоприятных условиях пассивной континентальной окраины, охваченной растяжением и рифтообразованием. Подтверждающих такую возможность примеров достаточно, в том числе и для бассейнов Арктики, среди которых Лаптевская рифтовая система выделяется ярко выраженной индивидуальностью, обусловленной чрезвычайно редким на Земле сочленением активной спрединговой оси с краем континента. Это привело к рассеиванию спрединга на площади Лаптевского шельфа, активизировало кайнозойский базальтовый вулканизм [Drachev, 2011] и, вполне вероятно, оптимально отразилось на УВ потенциале осадочного чехла.

К отложениям Лаптевской рифтовой системы по условиям формирования близок одновозрастный рифтовый комплекс бассейна Бофорт-Маккензи [Андиева 2008; Драчев, 2000; Богоявленский и др, 2011; Заварзина, 2013]. В нем присутствуют качественные нефтегазоматеринские формации: верхнемеловые Смокинг Хиллс и Баундэри Крик, верхнепалеоценовая Фиш Ривер, средне-верхнеэоценовые Ричардс и Таглу, верхнемиоцено-плиоценовая Иперк, накопившиеся в моменты активизации мелового и кайнозойского рифтогенеза [Dixon, 1994; Houseknecht, Bird, 2011]. Для содержащегося в них ОВ характерен аморфный мацерал резинит (разновидность лейптинита), который часто

встречается в дельтовых отложениях и способствует генерации жидких УВ. Поэтому в рифтовых отложениях бассейна Бофорт-Маккензи распространены не только газовые, но и нефтяные, и нефтегазовые месторождения. В бассейнах Калифорнии, в которых рифтовая долина заходит на шельф и продолжается на сушу, известна своим высоким потенциалом верхнемиоценовая кремнистая формация Монтерей. Ей обязаны своим происхождением многие нефтяные месторождения региона.

Исходя даже из двух приведенных примеров, можно ожидать в рифтовых отложениях Лаптевского шельфа качественные НГМТ. Предположительно их генерационный потенциал особенно значителен в эоценовой, в меньшей степени миоценовой частях разреза, которые формировались в моменты повышенной эндогенной активности, совпадающей по времени с усилением рифтинга в Евразийском океанском бассейне. Тогда в рифтовых долинах Лаптевского шельфа периодически могли возникать аноксические обстановки, в которых образовывались авандельтовые, прибрежно-морские и морские отложения с аморфными мацералами в составе ОВ, производившего нефть и газ. В кайнозойском дельтово-фэновом комплексе возможны качественные резервуары с литологическими и структурными, тектонически экранированными ловушками. Нижняя часть рифтогенного комплекса, аптско-верхнемеловая, предположительно угленосная и субугленосная, образовавшаяся в континентальных минибассейнах, могла генерировать преимущественно газ.

Катагенетическая зональность органического вещества

Тип ОВ и степень его зрелости в значительной степени отражают способность НГМТ к УВ генерации и определяют фазовый и УВ состав нафтидов. Поэтому исключительно важен прогноз вертикальной и латеральной зональности катагенеза ОВ в основных структурных зонах шельфа.

На сопредельной территории детально изучены особенности изменения пород и ОВ, установлена зональность нефтегазообразования и нефтегазонакопления в верхнепалеозойско-мезозойских отложениях разных структурных зон [Полякова и др., 1982, 1989; Полякова, Соболева, 1990]. По тектонической позиции, мощности и строению мезозойского комплекса аналогом крупной депрессии на юго-западе Лаптевского шельфа может служить Виллойская синеклиза.

В наиболее полном виде шкала катагенеза ОВ, охватывающая градации от ПК₃ до АК₃, разработана для верхнепалеозойско-мезозойских отложений Виллойской синеклизы. В ее осадочном разрезе установлены существенные различия в степени зрелости ОВ отложений верхнего палеозоя и мезозоя. В верхнепалеозойской угленосной формации, вскрытой в интервале глубин от 2,9 до 6,5 км, шкала катагенеза ОВ сжата и охватывает 6 градаций мезо- и апокатагенеза (МК₂–АК₃). В мезозойских отложениях шкала, наоборот, растянута: в

юрско-меловом разрезе двухкилометровой мощности преобразования ОБ ограничены протокатагенезом (ПК), в триасе – начальным мезокатагенезом (МК₁). Существовавшая в позднем палеозое-раннем триасе зональность катагенеза сформировалась при высоком геотермическом градиенте, составлявшем 5°C/100м и более, тогда как в мезозое градиент составлял около 3°C/100м. Надо полагать, что установленная катагенетическая зональность может быть использована и для пермско-мезозойского разреза юго-западных районов Лаптевского шельфа, где кайнозойские отложения отсутствуют или их мощность не превышает 0,5-1,5 км, и в них ОБ преобразовывалось при менее жестком геотермическом режиме с градиентом ниже 2°C/100м. В кайнозойской толще тепловой поток мог усиливаться локально и кратковременно в зонах разломов, практически не влияя на общий температурный фон и уже «погребенную», по выражению Т.К. Баженовой (2008), катагенетическую зональность.

Для юго-западной окраины Лаптевского шельфа принята шкала катагенеза, близкая к разработанной для Виллюйской синеклизы и Енисей-Хатангского прогиба. В них нижние границы зон катагенеза находятся на следующих глубинах: ПК₃ - 1,8, МК₁ – 2,8, МК₂ – 4,0, МК₃ – 4,5, МК₄ – 4,8, МК₅ – 5,1, АК₁ – 5,5, АК₂ – 6,0 км [Полякова и др., 1982, 1989].

На площади Усть-Ленского и Бельковско-Святоносского полирифтов, в которых мощность кайнозойских отложений составляет 2-5 км, а в наиболее глубоких и узких частях грабен-рифтов, возможно, достигает 6 км [Заварзина, 2013], пермско-нижнемеловые толщи верхоянского складчатого комплекса мало что могли добавить к УВ потенциалу рифтовой системы шельфа. Исключение составляют случаи, связанные со слабой деформированностью этого комплекса при отсутствии в сейсмозаписи некоторых профилей рефрактора А. Для кайнозойских отложений рифтовой системы Лаптевского шельфа адаптировалась шкала катагенеза бассейна Бофорт-Маккензи, в которой нижняя граница зоны ПК₃ находится на глубине 2, МК₁ – 3, МК₂ – 4, МК₃ – предположительно около 5 км [Dixon, 1994].

Катагенетические преобразования ОБ прогнозируются для двух стратиграфических уровней: верхних горизонтов перми и базальных горизонтов кайнозоя, для которых имеются структурные основы по отдельным районам.

Для верхних горизонтов перми использовались тектонические карты и схемы последних лет для Анабаро-Ленской моноклизы, Хатангской впадины и юго-западной части Лаптевского шельфа [Виноградов, Драчев, 2000; Пронкин и др., 2013; Конторович и др., 2013]. На картах в общих чертах представлены структуры и мощности осадочного чехла, выявленные на основе гравимагнитных и сейсмических данных. Показаны Оленекская складчатая ветвь и ее продолжение на шельф вдоль побережья между дельтой Лены и п-овом

Таймыр. На суше она состоит из серии антиклиналей: Прончищевско-Бастахской, Усть-Оленекской и Дюлюнгской, в ядрах которых обнажаются верхнепермско-триасовые отложения. На шельфе подобные структуры, фиксируются по отрицательным значениям поля силы тяжести. Они представляют собой контрастно выраженные валообразные поднятия, их разделяют прогибы северо-западного простирания [Виноградов, Драчев, 2000]. В Хатангской впадине, охватывающей также одноименный залив, выделены Сопочная, Нордвикская и Осиновская положительные структуры третьего порядка.

Согласно разработанным шкалам определялись градации катагенеза ОВ для осадочного чехла основных структур на юго-западе Лаптевского шельфа и сопредельной суши (рис. 3). В верхних горизонтах перми самую большую площадь занимает зона МК₂, в наиболее глубоких частях депрессионной зоны шельфа прогнозируется присутствие ОВ на грациях МК₃ и МК₄. На контрастных поднятиях Оленекской ветви на суше и в акватории, по аналогии со складчато-надвиговым бортом Предверхоанского прогиба [Полякова, Соболева, 1990], предполагаются динамокатагенетические преобразования ОВ, имеющие ограниченное мозаичное распространение и превосходящие региональный статический фон на одну-две градации (поздний мезокатагенез). На юге Лено-Анабарской моноклизы и положительных структурах Хатангской впадины ОВ претерпело относительно слабые изменения, отвечающие грациям МК₁ и ПК₃ [Полякова и др., 1982].

В подошве кайнозоя прослежен опорный отражающий горизонт L₂, по которому Г.А. Заварзиной (2013) составлена структурная карта Усть-Ленского полирифта, характеризующегося максимальной мощностью кайнозойских отложений. На преобладающей его площади глубина залегания нижнего палеоцена изменяется от 3 до 4 км. Здесь могла получить развитие зона МК₂, а в осевых частях некоторых грабен-рифтов на глубинах 4-5,5 км преобразования ОВ были более значительными и соответствовали грациям среднего и позднего мезокатагенеза. По мере сокращения мощности отложений на юге и юго-западе полирифта и на Восточно-Лаптевском поднятии преобразования ОВ не превышают граций МК₁ и ПК₃. В Новосибирском и Бельковско-Святоносских грабен-рифтах изменения ОВ в базальных горизонтах кайнозоя предположительно варьируют от МК₁ до МК₂, возможны и более глубокие преобразования (рис. 4).

Из описания обеих структурно-катагенетических схем следует, что периодически в разных частях шельфа ОВ попадало в «нефтяное окно», вследствие чего при наличии качественных НГМТ возникали благоприятные условия для массовой генерации УВ.

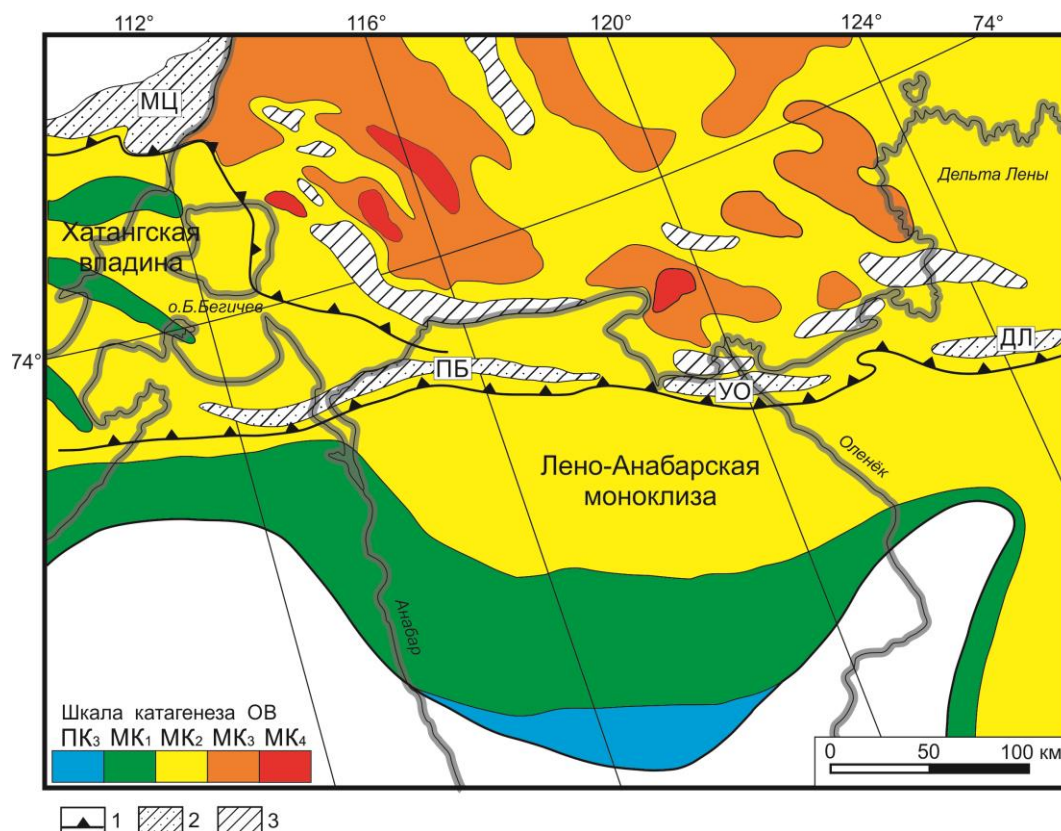


Рис. 3. Структурно-катагенетическая схема по верхним горизонтам перми юго-западной части Лаптевского шельфа и прилегающей суши

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.

Составленные схемы являются первым опытом для Лаптевского шельфа, они отражают представления авторов о характере изменений катагенеза ОВ на площади и в значительной степени повторяют выявленные ранее закономерности для краевых депрессий Сибирского крата. По мере появления конкретных данных по катагенезу ОВ в отложениях шельфа схемы будут уточняться и дополняться, превращаясь в полноценные карты, детально фиксирующие термическую зрелость и генерационный потенциал ОВ.

Потенциально нефтегазоносные объекты

В состав Лаптевского шельфа входит несколько крупных структурных зон: продолжающаяся на шельф Оленекская складчатая ветвь, Юго-Западный прогиб, Хатангская впадина, Усть-Ленский и Бельковско-Святоносский полирифты. Каждой зоне свойственны свои особенности структуры, возрастной диапазон осадочного чехла, НГМТ и коллекторские толщи, уровень катагенетических преобразований ОВ, совместно определившие потенциал и фазовое состояние ОВ.

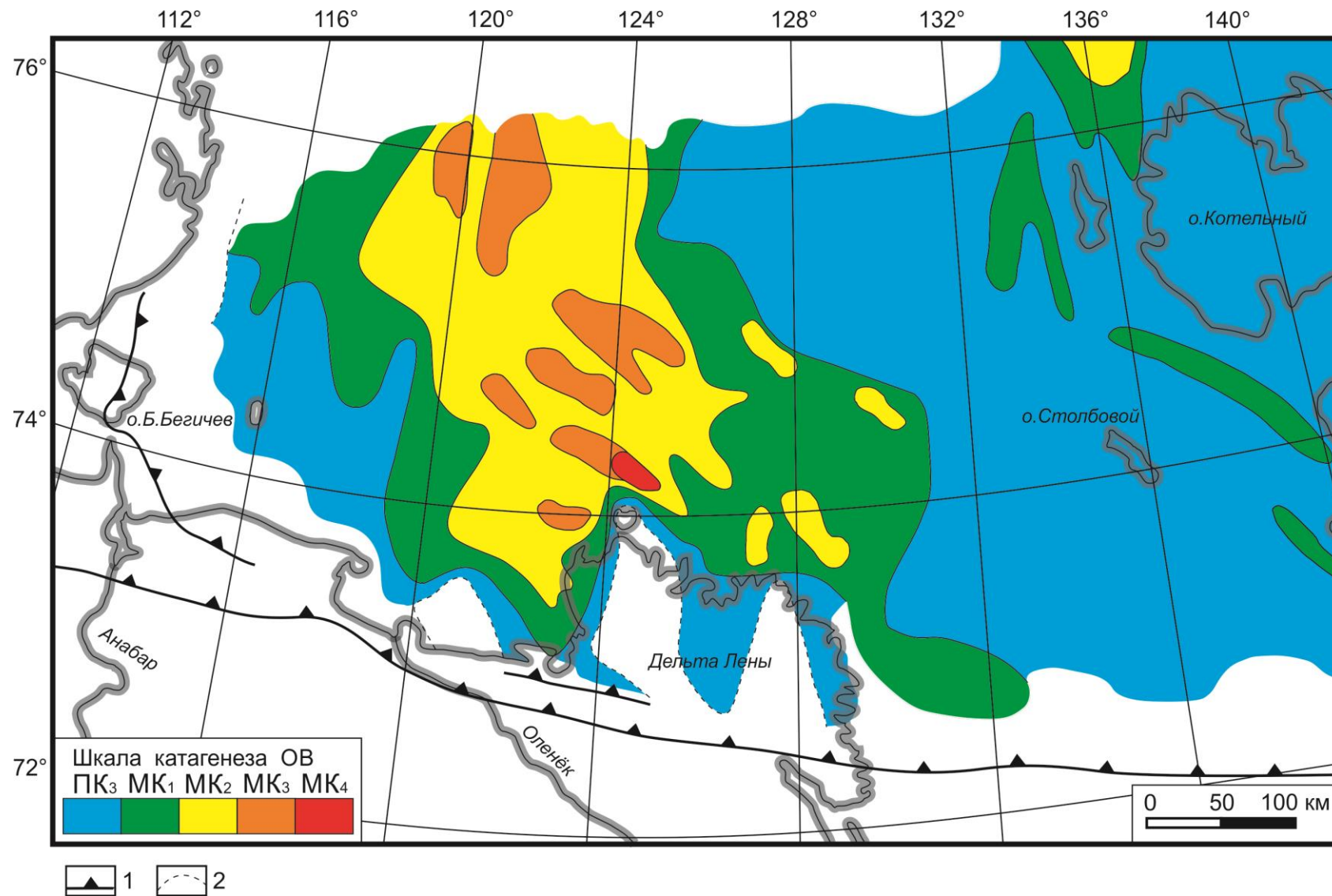


Рис. 4. Структурно-катагенетическая схема по базальным горизонтам кайнозоя Лаптевского шельфа
 1 – фронт позднемезозойских дислокаций Оленекской зоны, 2 – граница распространения кайнозойских отложений.

Шельфовое продолжение Оленекской складчатой зоны, представляющее собой сочетание контрастно выраженных валообразных поднятий и грабенообразных прогибов, может рассматриваться как перспективный нефтегазоносный объект прибрежной части моря Лаптевых. Претерпевшие динамокатагенез палеозойские породы, формирующие ядра поднятий возможно сохранили невысокий УВ потенциал. Но в разделяющих их впадинах и прогибах, а также в расположенном севернее крупном Юго-Западном прогибе пермские и мезозойские отложения могли выполнять роль генерирующих толщ.

Из них УВ мигрировали на склоны поднятий, а возможно, и их облекаемые осадками своды. Основанием к тому служат материалы по скважинам и обнажениям побережья, в которых обнаружены НГМТ хорошего качества и небольшие битумопроявления. Они выявлены в нижнетриасовых (оленекский ярус), нижнеюрских (нижний тоар) и верхнеюрско-неокомовых отложениях. В Юго-Западном прогибе УВ могли концентрироваться на склонах и внутренних поднятиях в структурных, литологических, стратиграфических и тектонически экранированных ловушках.

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. Их УВ источниками могут служить и более древние палеозойские породы.

В *рифтовой системе шельфа*, состоящей из Усть-Ленского и Бельковско-Святоносского полирифтов, нефтегазоносность прогнозируется в меловых-кайнозойских отложениях, в которых присутствуют газоматеринские толщи, НГМТ и гранулярные коллектора с оптимальными фильтрационно-емкостными свойствами. В зонах, где нижнемеловые отложения не подверглись значительным позднекиммерийским дислокациям, возможен дополнительный подток УВ, перемещавшихся по трещинам разломов в верхние горизонты. УВ аккумуляровались в антиклинальных, литолого-стратиграфических часто высокоамплитудных ловушках на террасированных склонах грабен-горстовых структур. В Бельковско-Святоносском полирифте УВ могли поступать также из слабо дислоцированных девонских и каменноугольных отложений, неглубоко залегающих на склонах. Возможные зоны нефтегазонакопления по простиранию совпадают с общим направлением структур.

В фазовом составе нефтидов, кроме газов, заметную роль должны играть нефти. В прибрежной части шельфа их образование обусловлено наличием качественных НМТ осадочного чехла Сибирского кратона. На остальной части шельфа в залежах также могут

присутствовать нефти, поскольку в его кайнозойских отложениях предполагаются не только газоматеринские толщи, но и НГМТ.

Работа выполнена при материальной поддержке программы ОНЗ-1.

Литература

Андиева Т.А. Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2008.pdf.

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. - 164 с.

Богданов Н.А., Хаин В.Е., Розен О.М., Шитлов Э.В., Верниковский В.А., Драчев С.С., Костюченко С.Л., Кузьмичев А.Б., Секретов С.Б. Объяснительная записка к тектонической карте морей Карского и Лаптевых и севера Сибири (масштаб 1:2500000). - М.: Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1998. - 127 с.

Богоявленский В.И., Полякова И.Д., Будагова Т.А., Богоявленский И.В., Данилина А.Н. Геолого-геофизические исследования нефтегазоносности акваторий Циркумарктического сегмента Земли // Геология нефти и газа. - 2011. - № 6. - С.45-58.

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.

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.

Драчев С.С. Тектоника рифтовой системы дна моря Лаптевых // Геотектоника. - 2000. - № 6. - С. 43-58.

Заварзина Г.А. Тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности западной части шельфа моря Лаптевых. Автореф. канд. диссер. - СПб., 2013. - 22 с.

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. Геологическая корреляция. - 2013. - Т. 21. - № 5. - С. 36-55.

Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонова Л.Я., Иванова Н.М., Полищук Л.А. Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых и его нефтегазовый потенциал // Геология нефти и газа. - 2011. - № 6. - С.116-131.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1253-1274

Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ». - 2010. - № 1. - С. 20-28.

Полякова И.Д., Колганова М.М., Меленевский В.Н., Перозио Г.Н., Соболева Е.И., Рояк Р.С. Опыт прогнозирования зональности нефтегазонакопления в угленосных отложениях на больших глубинах // Геология и геофизика. - 1989. - № 4. - С. 47-56.

Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. - М.: Наука, 1982. - С. 119-132.

Полякова И.Д., Соболева Е.И. Катагенез и нефтегазообразование в Предверхоанском краевом прогибе // Геология и геофизика. - 1990. - № 6. - С.42-48.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива // Offshore [Russia]. Мировые тренды и технологии морской нефтегазодобычи. - 2013. - № 1. - С. 18-22.

Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Соколов А.Н., Фрадкин Г.С. Начальные геологические ресурсы шельфа моря Лаптевых // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1275-1279.

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.

Шкарубо С.И., Заварзина Г.А. Стратиграфия и характеристика сейсмических комплексов осадочного чехла Западной части шельфа моря Лаптевых // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т.6. - № 2. - http://www.ngtp.ru/rub/2/14_2011.pdf.

Dixon J., Morell G.R., Dietrch J.R. et al. Petroleum resources of the Mackenzie Delta and Beaufort Sea // Geological Survey of Canada. 1994. Bul. 474. 52 p.

Drachev S.S. Tectonic setting, structure and petroleum geology of the Siberian Arctic offshore sedimentary basins // Geological Society. London. Memoirs. 2011. V. 35. P. 369-394.

Houseknecht D., Bird K.J. Geology and petroleum potential of the Arctic Alaska and the Chukchi Borderland // Arctic Petroleum Geology. Geological Society of London Special Publication, 2011.

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch.

Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, borukaeva@yandex.ru

FORECAST OF PETROLEUM POTENTIAL OF LAPTEV SEA SHELF

The features of structure and petroleum potential of Laptev Sea shelf are analyzed. The forecast of age and lithological composition of the sedimentary cover is presented, oil and gas source strata, catagenetic zoning of organic matter and promising oil and gas objects of major structural zones are characterized. Except gas, a prominent role of oil is assumed as part of hydrocarbons. Oil generation in the coastal part is caused by the presence of high-quality oil source strata of the Riphean-Phanerozoic cover extending to the shelf of the Siberian craton. Oil and oil-gas deposits can also be present at the rest of the shelf, as in rift Cenozoic sediments are assumed not only gas source but also oil-and-gas source strata of deltaic and avant-deltaic origin, located in the main oil generation zone.

Keywords: shelf structure, sedimentary complexes, oil and gas source strata, katagenesis of organic matter, oil and gas potential, Laptev Sea shelf.

References

Andieva T.A. *Tektonicheskaya pozitsiya i osnovnye struktury morya Laptevykh* [Tectonic position and main structures of the Laptev Sea]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2008, vol. 3, no. 1 available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2008.pdf.

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A., Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Bogdanov N.A., Khain V.E., Rozen O.M., Shipilov E.V., Vernikovskiy V.A., Drachev S.S., Kostyuchenko S.L., Kuz'michev A.B., Sekretov S.B. *Ob'yasnitel'naya zapiska k tektonicheskoy karte morey Karskogo i Laptevykh i severa Sibiri (masshtab 1:2500000)* [Explanatory note to the tectonic map of Kara and Laptev Seas and Northern Siberia (scale 1:2,500,000)]. Moscow: Institut litosfery okrainnykh i vnutrennih morej RAN, 1998, 127 p.

Bogoyavlenskiy V.I., Polyakova I.D., Budagova T.A., Bogoyavlenskiy I.V., Danilina A.N. *Geologo-geofizicheskie issledovaniya neftegazonosnosti akvatoriy Tsirkumarkticheskogo segmenta Zemli* [Geological and geophysical studies of petroleum potential of offshore of circumarctic segment of the Earth]. *Geologiya nefti i gaza*, 2011, no. 6, p. 45-58.

Dixon J., Morell G.R., Dietrich J.R. et al. Petroleum resources of the Mackenzie Delta and Beaufort Sea // Geological Survey of Canada. 1994. Bul. 474. 52 p.

Drachev S.S. *Tektonika riftovoy sistemy dna morya Laptevykh* [Tectonics of the rift system of the Laptev Sea bottom]. *Geotektonika*, 2000, no. 6, p. 43-58.

Drachev S.S. Tectonic setting, structure and petroleum geology of the Siberian Arctic offshore sedimentary basins // Geological Society. London. Memoirs. 2011. V. 35. P. 369-394.

Houseknecht D., Bird K.J. Geology and petroleum potential of the Arctic Alaska and the Chukchi Borderland // Arctic Petroleum Geology. Geological Society of London Special Publication, 2011.

Kim B.I., Evdokimova N.K., Kharitonova L.Ya., Ivanova N.M., Polishchuk L.A. *Osadochnyy chekhol shel'fa morya Laptevykh i ego neftegazovyy potentsial* [Sedimentary cover shelf of the Laptev Sea and its oil and gas potential]. *Geologiya nefti i gaza*, 2011, no. 6, p. 116-131.

Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovskiy V.V., Malyshev N.A., Solov'ev M.V., Fradkin G.S. *Strukturno-tektonicheskaya kharakteristika i model' geologicheskogo stroeniya neoproterozoysko-fanerozoyskikh otlozheniy Anabaro-Lenskoy zony* [Structural and tectonic characteristics and model of the geological structure of the Neoproterozoic-Phanerozoic sediments of Anabara-Lena zone], *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 1253-1274

Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Vostochnoy Arktiki* [Estimation of petroleum potential prospects of sedimentary basins of the eastern Arctic]. Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK ROSNEFT'», 2010, no. 1, p. 20-28.

Polyakova I.D., Kolganova M.M., Melenevskiy V.N., Perozio G.N., Soboleva E.I., Royak R.S. *Opyt prognozirovaniya zonal'nosti neftegazonakopleniya v uglenosnykh otlozheniyakh na bol'shikh glubinakh* [Experience of forecasting of oil and gas accumulation zoning in coal deposits at greater depths]. Geologija i geofizika, 1989, no. 4, p. 47-56.

Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Stepanenko G.F. *Geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti severa Sibirskoy platformy* [Geochemical criteria of petroleum potential of north of the Siberian platform]. Geologija i neftegazonosnost' Enisej-Hatangskogo bassejna. Moscow: Nauka, 1982, p. 119-132.

Polyakova I.D., Soboleva E.I. *Katagenez i neftegazooobrazovanie v Predverkhoyanskom kraevom progibe* [Catagenesis and of oil and gas generation in Pre-Verkhoyansk marginal basin]. Geologija i geofizika, 1990, no. 6, p. 42-48.

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumskiy B.V. *Perspektivy neftegazonosnosti Khatangskogo zaliva* [Petroleum potential prospects of Khatanga Bay]. Offshore [Russia]. Mirovye trendy i tehnologii morskoy neftegazodobychi, 2013, no. 1, p. 18-22.

Safronov A.F., Sivtsev A.I., Chalaya O.N., Zueva I.N., Sokolov A.N., Fradkin G.S. *Nachal'nye geologicheskie resursy shel'fa morya Laptevykh* [Initial geological resources of the Laptev Sea shelf]. Geologija i geofizika, 2013, vol. 54, no. 8, p. 1275-1279.

Shkarubo S.I., Zavarzina G.A. *Stratigrafiya i kharakteristika seysmicheskikh kompleksov osadochnogo chekhla Zapadnoy chasti shel'fa morya Laptevykh* [Stratigraphy and characterization of seismic complexes of sedimentary cover the western part of the Laptev Sea shelf]. Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika, 2011, vol. 6, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/14_2011.pdf.

Starosel'tsev V.S. *Tektonicheskoe i neftegazogeologicheskoe rayonirovanie poberezh'ya i prilgayushchego shel'fa morya Laptevykh* [Tectonic and petroleum zoning of the coast and the adjoining shelf of the Laptev Sea]. Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri, 2012, no. 3 (11), p. 32-37.

Vinogradov V.A., Drachev S.S. *K voprosu o tektonicheskoy prirode fundamenta yugo-zapadnoy chasti morya Laptevykh* [On the question of the tectonic nature of the basement of southwestern part of the Laptev Sea]. Doklady RAN, 2000, vol. 372, no. 1, p. 72-74.

Vinogradov V.A., Goryachev Yu.V., Suprunenko O.I. *More Laptevykh kak vozmozhnyy platsdarm effektivnogo osvoeniya neftegazovykh resursov Arkticheskogo shel'fa Rossii* [Laptev Sea as a possible basement of effective development of oil and gas resources of the Arctic shelf of Russia]. Burenie i neft', 2013, no. 1, p. 21-30.

Zakharov V.A., Kim B.M., Rogov M.A. *O vozmozhnom rasprostranении verkhneyurskikh i nizhnemelovykh otlozheniy na shel'fe morya Laptevykh i perspektivakh ikh neftegazonosnosti* [On the possible distribution of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous sediments on the continental shelf of the Laptev Sea and the prospects for their oil and gas potential]. Stratigrafija. Geologicheskaja korrelyatsija., 2013, vol. 21, no. 5, p. 36-55.

Zavarzina G.A. *Tektonicheskie osobennosti i perspektivy neftegazonosnosti zapadnoy chasti shel'fa morya Laptevykh* [Tectonic features and petroleum potential of the western part of the Laptev Sea shelf]. Synopsys of the dissertation for the degree of candidate of science. Saint Petersburg, 2013, 22 p.