

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ШЕЛЬФА РОССИИ

Сулова Анна Анатольевна,
в.н.с., к.г.-м.н.

Ступакова Антонина Васильевна,
директор Института перспективных исследований нефти и газа МГУ, завкафедрой, д.г.-м.н.

кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова

Коротков Сергей Борисович,
заместитель генерального директора – главный геолог к.г.-м.н.

Карнаухов Сергей Михайлович,
советник генерального директора, к.г.-м.н.

ООО «ИНГТ»

Книппер Андрей Александрович,
научный сотрудник

Шелков Егор Сергеевич,
аспирант кафедры

Баранова Дарья Борисовна,
аспирант кафедры

Радченко Кристина Андреевна,
аспирант кафедры

Гилад Ринар Мавлетович,
научный сотрудник

Степанов Петр Борисович,
научный сотрудник

кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова

ШЕЛЬФ РОССИИ ОБЛАДАЕТ ОГРОМНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ ДЛЯ РАЗВИТИЯ НЕ ТОЛЬКО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА, НО И ВСЕЙ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ. РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА ЕЩЕ НЕ РАЗВЕДАНЫ И НЕ ОСВОЕНЫ НА БОЛЬШЕЙ ЧАСТИ ЕГО АКВАТОРИИ. ПРОГНОЗ РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ОСНОВНЫХ ЗОН ИХ КОНЦЕНТРАЦИИ НЕЛЬЗЯ ПРОВОДИТЬ БЕЗ ЧЕТКОЙ КОНЦЕПЦИИ К ПОНИМАНИЮ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ БАССЕЙНОВЫЙ АНАЛИЗ, ПОКАЗЫВАЮЩИЙ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ОПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗОНАХ, ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПРИЕМЛЕМЫМ ДЛЯ РАНЖИРОВАНИЯ АКВАТОРИИ ПО СТЕПЕНИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НА ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА. ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ КРИТЕРИЕВ ПРОГНОЗА ЯВЛЯЕТСЯ НАЛИЧИЕ ОБЛАСТИ ГЛУБОКОГО ПОГРУЖЕНИЯ, ОГРАНИЧЕННОГО ОТНОСИТЕЛЬНО СТАБИЛЬНЫМИ БЛОКАМИ ЗЕМНОЙ КОРЫ. НА ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА, ПОМИМО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮТ И ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ДАННЫХ РЕГИОНОВ. ЭТО ОПРЕДЕЛЯЕТ АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ КОНЦЕПЦИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ЕДИНОЙ ДЛЯ ВСЕГО ШЕЛЬФА. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ, ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА, А ТАКЖЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ И ВНУТРЕННИХ МОРЕЙ РФ

RUSSIAN SHELF HAS A HUGE DEVELOPMENT POTENTIAL FOR THE ENERGY SECTOR AND FOR THE WHOLE RUSSIAN INDUSTRY. ENTIRE HYDROCARBON RESOURCES HAVE NOT BEEN DISCOVERED AND EXPLORED YET. LOCALIZATION OF THE OIL AND GAS BEARING AREAS CANNOT BE CONDUCTED WITHOUT A HYDROCARBON GENERATION CONCEPT TO UNDERSTAND THE REGULARITIES OF FLUIDS FORMATION AND ACCUMULATION. NOWADAYS BASIN MODELING WHICH IS SHOWING THE PARTICULARITIES OF OIL ACCUMULATION FORMATION IS THE MOST ACCEPTABLE METHOD FOR THE OFFSHORE FORECAST AND RANGING THE SHELF AREAS ACCORDING ITS POTENTIAL. ONE OF THE KEY HYDROCARBON PREDICTION CRITERIA IS THE EXISTENCE OF THE SAG DEEP BASINS (OIL AND GAS KITCHEN) LIMITED BY RELATIVELY STABLE BLOCKS OF THE CORE CRUST. BESIDE GEOLOGICAL FACTORS CLIMATE AND POLITICAL ENVIRONMENTS ALSO RESTRICT THE EXPLORATION POSSIBILITIES ON THE OFFSHORE AREAS. THE NEW UNIFIED CONCEPT OF THE HYDROCARBON FORECAST IS NEEDED FOR ALL OFFSHORE SHELF AREAS. IN THESE ARTICLE AUTHORS TRIED TO CONCENTRATE ON THE HYDROCARBON ZONING, TECTONIC STRUCTURE AND PROSPECTIVITY OF THE RUSSIAN SHELF BASINS

Ключевые слова: шельф, Арктика, Баренцево море, Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Дальний Восток, Охотское море, Берингово море, Черное море, Каспийское море, тектоническое строение, перспективы нефтегазоносности, нефтегазогеологическое районирование, геолого-разведочные работы.

Введение

Важнейшим стратегическим направлением работ для освоения углеводородной сырьевой базы является детальное исследование континентального шельфа Российской Федерации, который по своей площади является самым большим в мире. Арктический шельф РФ расположен в пределах

акваторий морей: Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского, в Тихоокеанской части под юрисдикцией России находятся Беринговоморский, Охотоморский шельфы и частично северный сектор Япономорского, в Южном регионе – акватории внутренних морей Каспийского, Черного и Азовского.

Все акватории обладают огромным углеводородным потенциалом с доказанной нефтегазоносностью, за исключением морей Восточно-Арктического шельфа и Японского моря. Некоторые акваториальные нефтегазоносные бассейны обладают схожими чертами с соседними сухопутными и морскими НГБ, но при этом имеют свои уникальные особенности, которые нельзя оставлять без внимания при проведении геологоразведочных работ.

Несмотря на то что бассейны Российской Федерации относительно хорошо изучены различными геолого-геофизическими методами (рис. 1), авторами статьи отмечается недостаточное внимание к комплексным региональным работам по увязке результатов разномасштабных работ и сопоставлению результатов, полученных по соседним акваториям и суше. Помимо этого, направления геологоразведочных работ (ГРП) на современном этапе требуют адаптации традиционных представлений об особенностях формирования скоплений углеводородов (УВ) в новых регионах и комплексах, которые часто считаются малоперспективными для поиска или сложно построенными для рентабельной добычи УВ. К таким регионам относят бортовые зоны нефтегазоносных бассейнов, передовые прогибы складчатых зон, сложнодислоцированные породы нижних комплексов осадочного чехла и верхних частей фундамента, плотные трещиноватые или сланцеватые породы и многие другие структурные элементы и комплексы, где есть признаки нефтегазоносности, но пока нет крупных открытий нефти и газа (Ступакова и др., 2019).

В ходе работ по сбору и анализу большого объема фондовой информации по всем акваториям нашей страны авторы заметили

РИС. 1. Геолого-геофизическая изученность акваториальных бассейнов РФ (с использованием данных ФГБУ «РГФ», 2019)

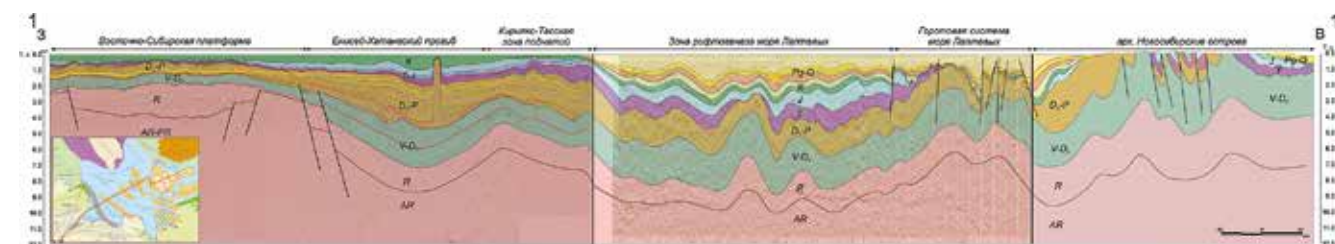


любопытную особенность геологического строения шельфа – традиционное учение о шельфе, как «затопленной» части континентального осадочного чехла и полной идентичности древних отложений, не подтверждается. В акватории на древние бассейны, широко развитые на суше, накладываются молодые осадочные бассейны с более активным флюидодинамическими режимами. Так, например, крупнейший древний протерозой-раннепалеозойский Восточно-Сибирский солёный бассейн мира характеризуется субгоризонтальным строением галогенных пачек, чередующихся с карбонатными прослоями (Коротков и др., 2017). В его акваториальном продолжении в море Лаптевых (рис. 2) мощный мезо-кайнозойский бассейн накладывается на древние толщи, где мы видим колоссальные по высоте соляные штоки, секущие практически весь разрез (Ступакова и др., 2013).

Солёные отложения шельфа России практически не изучены, а между тем солёные

отложения континентального шельфа характерны для очень многих регионов мира и их связь с наиболее тектонически ослабленными зонами активного погружения ставит под сомнение классическую аридную гипотезу солёноаккумуляции, где область максимального накопления солей контролируется исключительно фациальными условиями осадконакопления. Применительно к будущему освоению морских солесодержащих нефтегазоносных областей можно заметить характерную особенность – практически со всеми солёными толщами связано повышенное содержание сероводорода в нижележащих коллекторах, а также такие опасные геолого-технологические осложнения, как рапопроявления и пластичные подвижки (Коротков и др., 2017). Если же говорить о «молодых» бассейнах, например Охотоморском, то его геологическое строение кардинальным образом отличается от береговой континентальной части.

РИС. 2. Региональный сейсмогеологический профиль Енисей-Хатангского и Лаптевоморского прогибов (Ступакова А.В. и др., 2017)



Арктический шельф связывают больше с газовыми и газоконденсатными месторождениями, так как их поиск ведут на крупных антиклинальных поднятиях,

На арктическом шельфе экономическую деятельность в основном ведут Россия, США, Канада, Норвегия и Дания. Границы шельфов арктических государств во многих местах все еще остаются неурегулированными. Так, вопрос о разделении Баренцевоморского шельфа между Россией и Норвегией был разрешен только в 2010 году после подписания соглашения о границе, а вопрос о российско-американской границе в Чукотском и Беринговом морях, несмотря на попытку установить ее в так называемом «Соглашении о Линии Шеварднадзе-Бейкера»

Каспийское море во времена СССР фактически было внутренним водоемом Советского Союза – лишь 13,8% принадлежало Ирану. После распада СССР каспийский шельф разделен между следующими государствами: Россия, Казахстан, Азербайджан, Туркмения и Иран.

В Западно-Арктических морях (Карское и Баренцево) глубины составляют 100–200 и 300–400 метров. В восточно-арктических

Для дальневосточных морей помимо активной сейсмичности характерна большая вариативность глубин и кардинальное отличие



геологического строения от прилегающей суши. В Охотском море средняя глубина около 800 м, максимальная достигает 4000 м в его центральной части. Аналогичные вариации глубин отмечаются и в Беринговом море.

Каспийское море имеет среднюю глубину до 200 м, а максимальная глубина в Южно-Каспийской впадине достигает 1025 м. Мощные отложения солей в разрезе формируют идеальные условия уникальных скоплений УВ.

Максимальная глубина Черного моря составляет около 2000 м, а для исследования доступна средняя глубина до 1300 м. Проблема исследования заключается в присутствии в воде сероводорода, опасного для жизни и здоровья человека. Наиболее привлекательным участком для освоения Черного моря является северо-западный шельф, где глубины в среднем составляют 200 метров и выявлено много перспективных структур.

Нефтегазогеологическое районирование

В настоящее время среди ученых нет единого мнения о принципах нефтегазогеологического районирования, чем можно объяснить выделение различных границ для разных нефтегазогеологических объектов разными авторами. На представленной карте приведено нефтегазогеологическое районирование, выполненное ФГБУ «ВНИГНИ» и организациями-соисполнителями (рис. 3). Сущность нефтегазогеологического районирования состоит в разделении территорий и акваторий на различные таксономические категории – провинции, бассейны, области, районы, зоны, месторождения и залежи. По мнению большинства авторов, основным критерием условия нефтегазонакопления является тектонический фактор, который определяет динамику развития всего бассейна на протяжении различных геологических эпох. Из-за разных методических подходов и разных структурных и тектонических карт, положенных в основу нефтегазогеологического районирования, многие границы часто требуют уточнения. Однако наряду с тектоникой и историей развития необходимо

учитывать и литологический, гидрогеологический, геохимический и другие факторы, от которых будет зависеть положение и распространение таких важных элементов нефтяной системы, как резервуар, покрывка, нефтематеринская толща и пути миграции. Помимо вышеперечисленных критериев, необходимо учитывать закономерности размещения месторождений по площади и их приуроченность к определенным структурам и стратиграфическим комплексам.

Нефтегазогеологическое районирование заключается в качественном прогнозе перспектив территорий и акваторий, выполняемом на региональном и поисковом этапах, а также определение малоперспективных зон. Для бассейнового районирования характерен генетический подход к вопросам места и времени образования углеводородов на основе представлений об истории формирования нефтегазоносного бассейна (НГБ). В связи с этим бассейновое нефтегазогеологическое районирование основывается на двух основных принципах, определяющих нефтегазоносность любой территории:

- Нефтегазоносность связана с областями длительного и устойчивого осадконакопления (И.О. Брод);
- Нефть и газ закономерно возникают в процессе литогенеза (Н.Б. Вассоевич).

Стадийность эволюции органического вещества (ОВ) обуславливает создание в бассейне определенной вертикальной зональности распределения залежей нефти и газа. Поэтому формирование осадочного бассейна и превращение его в нефтегазоносный находится в прямой зависимости от тектонической природы участка земной коры, а также и от литологических типов осадочных толщ, формирующихся на различных стадиях существования бассейна.

В настоящее время задача стала ставится шире, для понимания истории формирования нефтегазоносности современного осадочного бассейна. Необходимо определить, как распределялись

углеводороды в прошлом с возможной их трансформацией в последующие эпохи. Отсюда возникло понятие «палеобассейн», как область длительного и устойчивого погружения земной коры на определенном этапе геологического развития в прошлом, в результате которого образуется тело осадочных пород мегарегионального масштаба с собственной нефтегазоносностью, а последующие геологические процессы приводят к изменению его геометрии и строения, а также залежей в его пределах (Ступакова, 2019). Наличие древних толщ и возможное участие их в процессе нефтегазообразования подтверждается и многочисленными битумопроявлениями, зафиксированными на островах.

В основе районирования осадочных бассейнов авторы приняли концепцию положения глубоких прогибов, которые на протяжении длительного геологического времени оставались эпицентром погружения и областью накопления больших мощностей осадков, часто превышающих 10–15 километров. Глубокие прогибы протягиваются на большие расстояния от бассейна к бассейну. В их пределах происходило заложение как древних палеозойских бассейнов, так и более молодых, мезокайнозойских бассейнов. По областям погружения происходил основной транспорт осадочного материала и формировались очаги нефтегазообразования. Ширина таких прогибов составляет 100–200 км, а протяженность достигает 1000 и более км. По глубинным разломам вдоль прогибов часто отмечаются сдвиговые деформации, а на рубеже перестройки от одного бассейна к другому происходили складчато-надвиговые деформации. В результате под молодым осадочным чехлом прослеживаются более древние складчато-надвиговые структуры, вытянутые часто вдоль оси прогибания. На всех этапах развития бассейнов закладывались потенциальные нефтегазоматеринские толщи, которые генерировали углеводороды.

Особенности тектонического строения бассейнов и характера миграции углеводородов

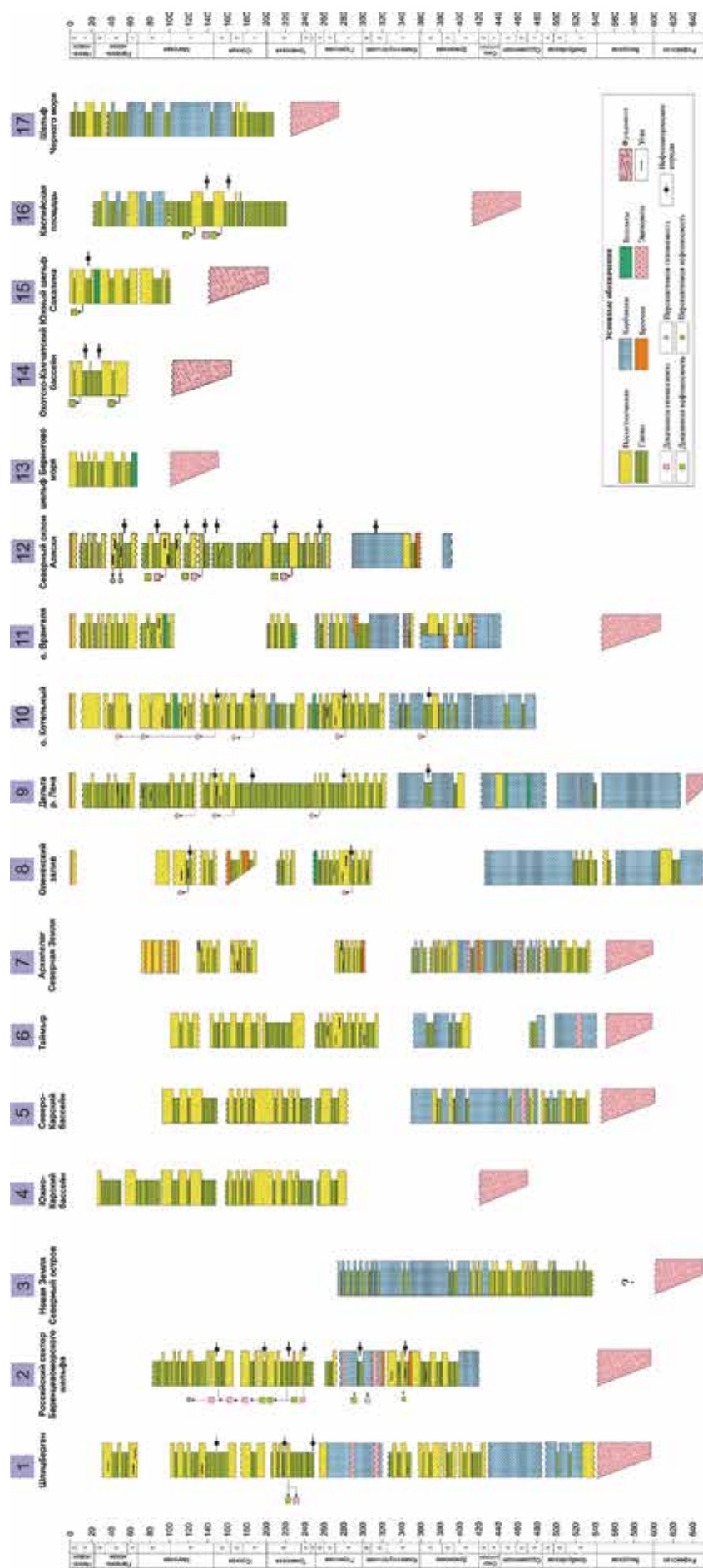
позволяют сделать прогноз поиска новых скоплений нефти и газа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размытия. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки как в различных конусах выноса отложений, так и в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В кайнозойских бассейнах поиск углеводородов следует вести на крупных антиклинальных поднятиях.

Стратиграфия

В разрезе осадочного чехла арктического шельфа и островов принимают участие отложения докембрийских, палеозойских и мезокайнозойских отложений и магматические образования разнообразного состава (рис. 4). Палеозойские отложения западной части Российской Арктики вскрыты скважинами в Баренцевом море и на прилегающей суше Карского моря, также ими сложены архипелаги Новой Земли, Свальбарда, Земли Франца Иосифа, Северной Земли. Палеозойские отложения восточного сектора Арктики принято относить к складчатому основанию или фундаменту. мезокайнозойские осадочные бассейны в российской части Арктики закладывались унаследовано на более древних рифейских и палеозойских бассейнах, удваивая мощность осадочного чехла. Разрез преимущественно сложен терригенными и галогенными породами.

Отложения Дальневосточного региона характеризуются более молодым мезокайнозойским возрастом. В разрезе Берингова и Охотского морей на основании данных бурения и сейсморазведки, выделяется разрез, в основном сложенный терригенными и вулканогенными породами. Мощность осадочного выполнения изменяется от полного отсутствия в зонах выхода фундамента на дно моря до 10–12 км на участках его наибольшего погружения.

РИС. 4. Опорные стратиграфические разрезы акваториальных бассейнов РФ (Ступакова А.В. и др., 2017 с дополнениями)



* Опорные разрезы см. на рис. 1

РИС. 5. Схема тектонического строения Баренцева моря (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)

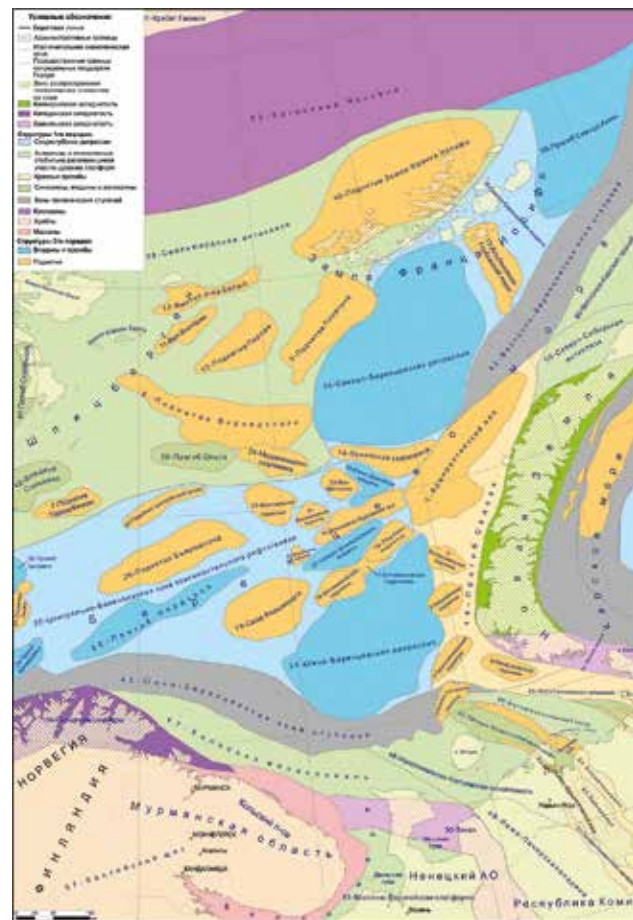
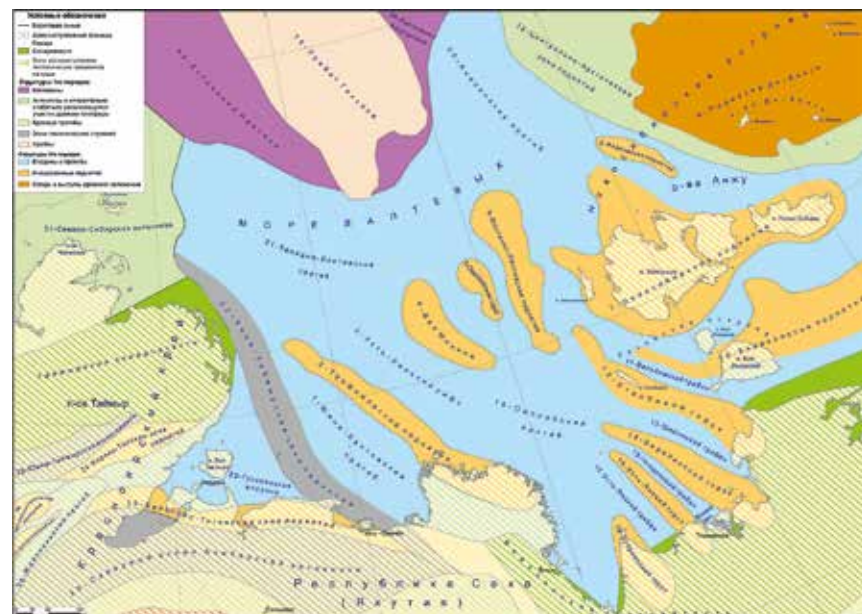


РИС. 6. Схема тектонического строения Карского моря (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)



РИС. 7. Схема тектонического строения моря Лаптевых (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)



Осадочные породы Каспийского моря лежат на разновозрастном складчатом основании, возраст пород которого колеблется от докембрийского

до позднепалеозойского – раннетриасового и местами триас-юрского. Мезозойские отложения в регионе представлены породами триасовой, юрской и меловой

систем. Кайнозойские отложения повсеместно распределены в Каспийском регионе всеми тремя системами – палеогеновой, неогеновой и четвертичной. Разрез осадочного чехла в основном представлен терригенными и галогенными породами.

В осадочном чехле Черного моря выделяются два структурных этажа. Нижний этаж образован мезозойскими и палеоцен-эоценовыми породами, и вышележащий – олигоцен-четвертичными. В основном отложения осадочного чехла характеризуются песчано-глинисто-карбонатными породами. Более древние осадочные отложения не изучены.

Тектоническое районирование Арктических моря

Необходимость раздельного фазового прогноза на шельфах РФ поставила задачу выделения сверхглубоких депрессий, в основе которых лежат глубинные разломы

и структуры рифтовой природы, протягивающиеся на большие расстояния от бассейна к бассейну, формируя пояса газонакопления. Ширина сверхглубокой депрессии составляет 100 – 200 км, а протяженность достигает 1000 и более км. Это области изостатического погружения земной коры, часто компенсированные мощным осадочным чехлом (Ступакова А.В. и др., 2017). По глубинным разломам могут происходить сдвиговые деформации. Большие мощности осадочного чехла наиболее подвержены складчато-надвиговым деформациям при активных тектонических режимах. Основные тренды развития сверхглубоких депрессий и поясов осадочных бассейнов показаны на картах голубым цветом (рис. 5 – 13). Выделялись они по увеличенной мощности осадочного чехла и по слабо проявленным линиям на шельфе относительно низких гравитационных аномалий. В пределах сверхглубоких депрессий выделяются линейные валы,

РИС. 8. Схема тектонического строения Восточно-Сибирского моря (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)



часто инверсионно-сдвиговой природы. Валы вытянуты вдоль бортов депрессий и в их центральных частях. Как правило,

центральный вал наиболее крупный. Для бортовых зон типичны складчато-надвиговые деформации. Сверхглубокие

РИС. 9. Схема тектонического строения Чукотского моря (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)



РИС. 10. Схема тектонического строения Берингова моря (с использованием данных Харахинова В.В. и др., 2014)

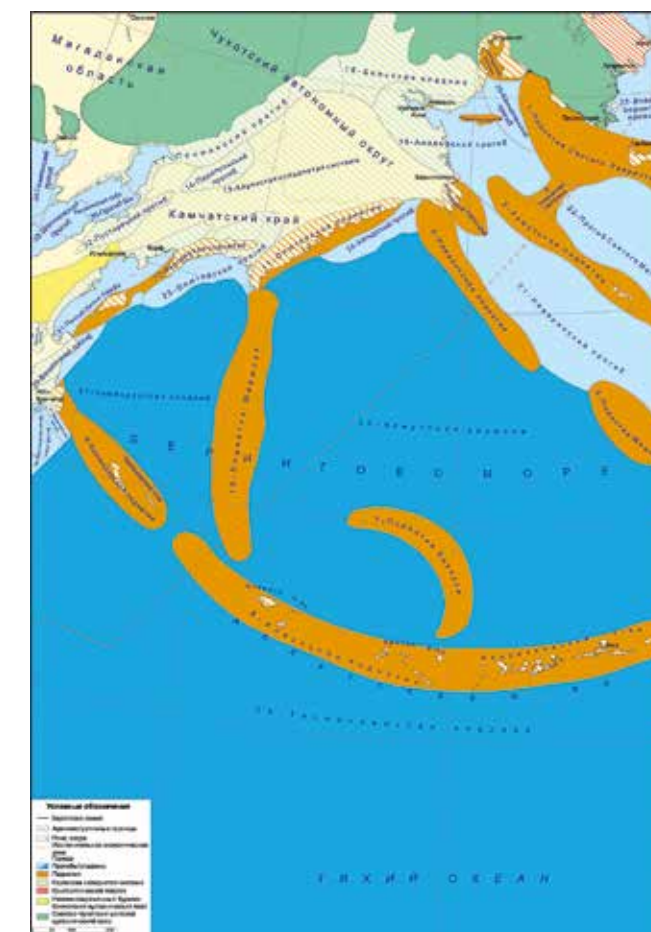
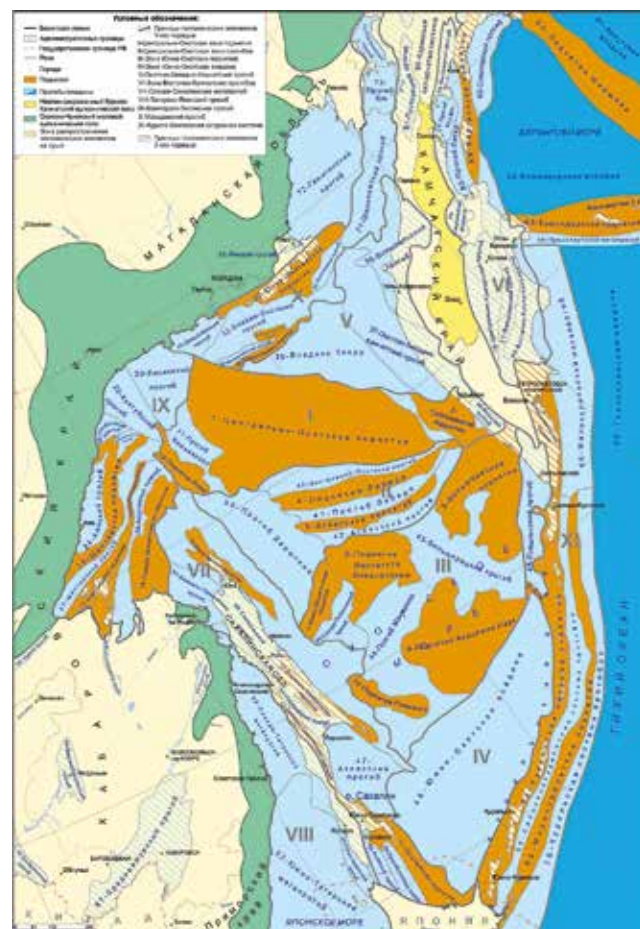


РИС. 11. Схема тектонического строения Охотского моря (с использованием данных Маргулиса Л.С., 2009, Харахинова В.В. и др., 2014)



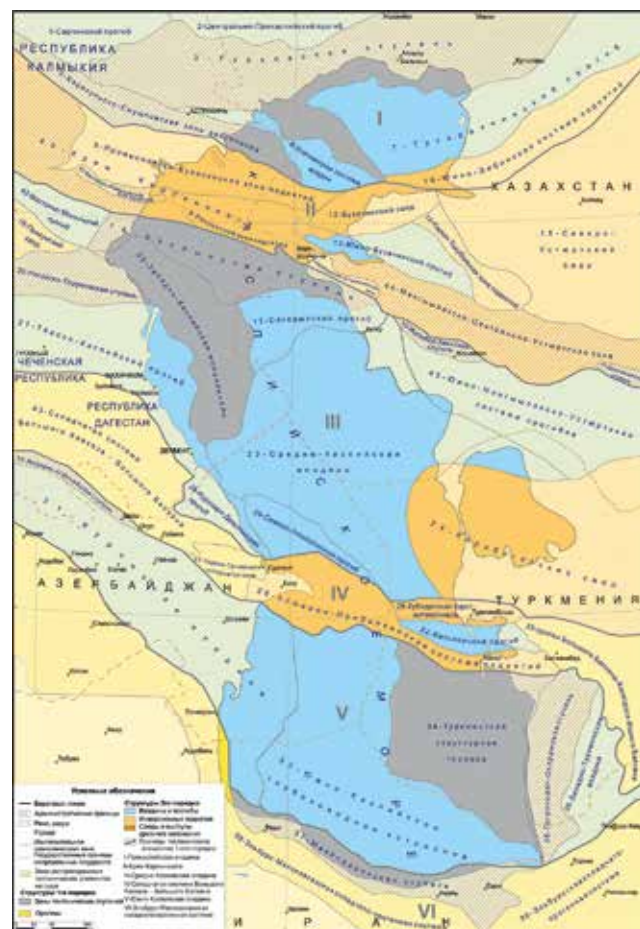
депрессии, протягиваясь от бассейна к бассейну, пересекают разнонаправленные тектонические элементы более раннего заложения, формируя в местах пересечения седловины и структуры иного простираия. Склоны сверхглубоких депрессий (серый цвет на карте), как правило, асимметричны. Один борт может быть крутым и представлять собой тектонический уступ по глубинному разлому. Другой борт – ступенчатый по нижним горизонтам и моноклиальный по верхним горизонтам осадочного чехла.

Платформы или части платформ в виде платформенных массивов древнего заложения ограничивают сверхглубокие депрессии по ширине. Это наиболее тектонически мало подвижные участки земной коры, где средняя мощность осадочного чехла в их пределах изменяется от 3–4 до 5–6 км. На платформах могут быть развиты антеклизы и синеклизы, сводовые поднятия, которым, как правило, соответствуют

несколько повышенные значения гравитационного поля на шельфе. Платформенные массивы могут быть осложнены грабенообразными структурами, размеры которых не сопоставимы с размерами региональных сверхглубоких депрессий, а мощность осадочного чехла не превышает 10 км. Помимо платформенных массивов и глубоких компенсированных осадками прогибов широко развиты зоны складчатости и сопутствующие им краевые прогибы с зонами надвигов и краевых поднятий.

В западной части Российской Арктики, включающей моря Баренцево и Карское с прилегающей сушей, в основе осадочных бассейнов залегают две системы глубоких прогибов разного простираия. К единой системе прогибов северо-западного – юго-восточного простираия можно отнести Южно-Баренцевский прогиб и его аналоги в норвежском секторе Баренцева и Норвежского морей, Южно-Карский и Западно-

РИС. 12. Схема тектонического строения Каспийского моря (с использованием данных Леонова Ю.Г., Воложа Ю.А. и др., 2010)



Сибирский прогибы в Карском море и прилегающей суше Западной Сибири. Эти прогибы пересекаются с прогибами иного простираия, к которым относятся Енисей-Хатангский, Восточно-Уральский, Северо-Баренцевский прогибы северо-восточного – юго-западного простираия. Прогибы разделены платформенными массивами: Северо-Карским, Свальбардским и окраиной Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской платформ. В западном секторе Арктики выделяются Уральская герцинская складчатая система, Новоземельская и Таймырская киммерийские складчатые системы и их передовые прогибы. На востоке выделяется Предверхоанский краевой прогиб, отделяющий киммерийскую складчатую систему от Восточно-Сибирской платформы.

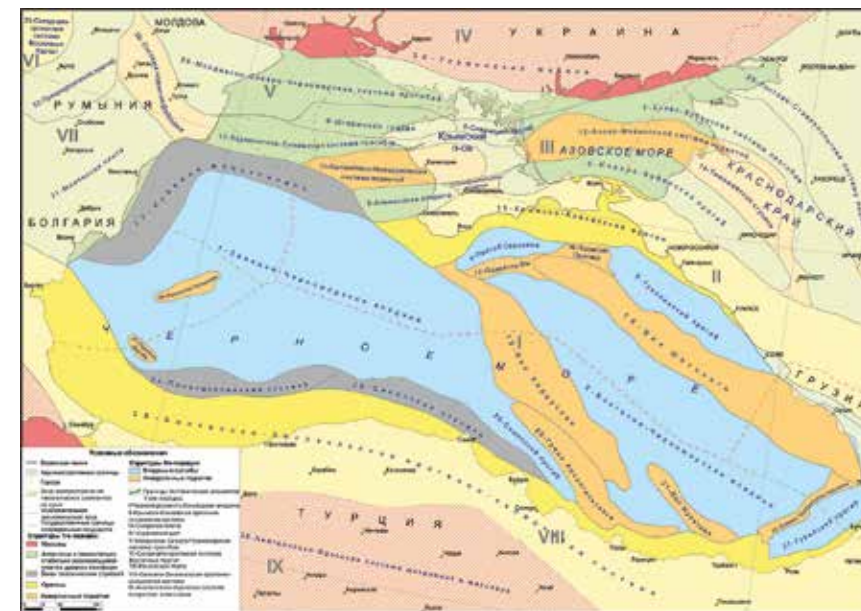
В восточном секторе Арктики широкой полосой с запада на восток протягивается Восточно-Сибирская система прогибов, которая включает в себя прогибы

Восточно-Сибирского моря (Новосибирский прогиб), Южно-Чукотский прогиб и Северо-Чукотский прогиб. Прогибы ограничены срединными массивами в области развития складчато-надвиговых и вулканогенных поясов. На юге это Чукотский складчато-надвиговый вулканогенный пояс с Колымо-Омолонским и Северо-Чукотским срединными массивами. На севере в качестве платформенных массивов можно рассматривать поднятие Де-Лонга и Северо-Чукотское поднятие. В пределах единой системы прогибов Восточно-Сибирской сверхглубокой депрессии выделяются сильно деформированные и смятые в складки линейные валы, по-видимому, инверсионной природы. К ним можно отнести систему Новосибирских поднятий: Барановское, Шелагское, Врангелевское, Геральдское поднятия, поднятие американского сектора Тигара и вал Барроу. Эти поднятия прослеживаются в центральной зоне сверхглубокой депрессии, подчеркивая ее линейность и протяженность (Ступакова А.В. и др., 2017).

Дальневосточные моря

В Дальневосточном регионе отмечаются депрессии более молодого заложения, которые имеют иное простираие и связаны с океаническими впадинами Тихоокеанского пояса. Южнее и западнее осадочных бассейнов Берингова и Охотского морей обнажены сложно построенные альпийские складчато-надвиговые сооружения Корякского нагорья. Севернее широко распространены породы Охотско-Чукотского вулканического пояса (K1–K2), из-под которых местами выходят на поверхность меловые гранитоиды и терригенные отложения верхней юры (?) – нижнего мела (готерива). К северо-востоку среди вулканитов Охотско-Чукотского пояса обнажаются небольшие окна подстилающих их палеозойских карбонатных отложений (Харахинов В.В. и др., 2014). Обрамление Дальневосточного региона представлено практически сплошным депрессионным кольцом. Системой разломов и выступов оно разделяется на отдельные бассейны, которые по строению земной коры и характеру кайнозойского выполнения

РИС. 13. Схема тектонического строения Черного моря (с использованием данных Никишина А.М. и др., 2001, Глумова И.Ф. и др., 2014)



образуют тектонический ряд от прогибов окраины континента и приорогенных депрессий кайнозойских коллизионных областей до задуговых глубоководных впадин.

Каспийское море

Среди эпиконтинентальных внутренних морей особое место занимает Каспийское море, которое является крупной гетерогенной депрессией, пересекающей различные структурные элементы. Несмотря на то, что геологии Каспийского моря посвящено большое количество работ и здесь проводятся обширные исследования, многие вопросы строения и истории развития этого водоема остаются пока открытыми. Это относится в первую очередь к соотношению структурных элементов восточной и западной частей Каспийского моря, положению отдельных структур и соотношению структурных планов фундамента и отдельных этажей осадочного чехла и т.д. (neftegaz.ru).

В акватории Каспийского моря последовательно с севера на юг сочленяются три крупных современных осадочных бассейна: палеозой-мезозойский Прикаспийский, мезозойский Центрально-Каспийский и мезо-кайнозойский Южно-Каспийский.

Прикаспийский бассейн характеризуется большими мощностями палеозой-мезозойского

комплекса и активным развитием соляной тектоники. Стабильный режим погружения бассейна в течение длительного времени, наличие нефтематеринских толщ, резервуаров и ловушек, а также выявленные нефтегазопрооявления почти по всему разрезу и наличие открытых крупных месторождений – все это позволяет весьма высоко оценивать перспективы нефтегазоносности неразбуренной части этого региона. Подтверждением тому является открытие месторождения Кашаган в акватории северного Каспия Казахстана в 2000 году с извлекаемыми запасами 1,7 млрд тонн нефти.

Прикаспийские соли являются главным региональным флюидоупором, с отложениями которых связаны все уникальные и крупные месторождения (Астраханское, Тенгиз, Карачаганак, Оренбургское, Кашаган и др.). Вместе с тем с солями связаны и главные проблемы при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин – сероводородное заражение, пластичность и катастрофические рапопрооявления. Последнее явление, регулярно приводящее к потере дорогостоящих скважин, крайне слабо изучено и не доступно для надежного прогноза геофизическими методами.

Центрально-Каспийский более молодой, чем Прикаспий,

мезозойский бассейн активно осваивался нефтяной компанией ПАО «Лукойл», где в 2001–2008 гг. были открыты крупные месторождения Ракушечное и 170 км (2001), Хвалынское и Сарматское (2002), им. Владимира Филановского (2005), Морское и Центральное (2008). Практически все эти месторождения лежат вдоль «Линии Карпинского», выделенной великим русским ученым-геологом, академиком в конце 19-го века. В настоящее время с этим трансрегиональным трендом системы глубоких прогибов, протягивающихся с запада на восток и пересекающих Каспийскую впадину, связана целая система нефтегазоносных бассейнов.

Южно-Каспийский бассейн расположен в зоне продолжения передовых прогибов Большого Кавказа в акваторию Каспия. Это наиболее древний нефтегазоносный район, расположенный на участках азербайджанского и туркменского шельфа (рис. 12).

Черное море

Тектоническое районирование Черного моря детально описано в работах И.Ф. Глумова, А.М. Никишина, А.П. Афанасенкова, А.Н. Обухова, Б.В. Сенина и других исследователей. Современная тектоническая карта отражает крупные структуры Черного моря, показывая области активного погружения и обрамляющие их поднятия (рис. 13). На севере структура граничит с Восточно-Европейской платформой и Скифской плитой, на востоке – с Риони-Куриным межгорным прогибом, на западе – структуры Мизийской платформы и, наконец, на юге впадина сопряжена

с тектоническими зонами северного ограничения орогенов Западного и Восточного Понта в составе Балкано-Закавказской складчато-орогенной системы.

Глубоководная впадина Черного моря по особенностям структуры отчетливо разделяется на две области – западную и восточную. В западной области, где фундамент погружен до глубины 15–16 км, а возможно, и более, отчетливая морфологическая дифференциация структуры наблюдается лишь в прибрежных зонах. В восточной области, почти целиком относимой к Эвксинской субконтинентальной плите, фундамент прослеживается геофизическими методами на максимальных глубинах 12–13 км. Здесь выделяются такие крупнейшие системы поднятий, как Центрально-Черноморская, с валами Архангельского и Андрусова, и Черноморско-Грузинская, включающая вал Шатского и Гудаутский (Сухумский) массив, а также депрессионные зоны Туапсинского прогиба и Восточно-Черноморской впадины. С миоцена начались орогенные движения, в результате которых породы, выполнявшие глубокие прогибы Западного Кавказа были инверсированы и подверглись значительной эрозии (Глумов и др., 2014).

Перспективы нефтегазоносности

Бассейны Арктики многообразны по своему строению и времени активного формирования осадочных толщ. На платформах и платформенных массивах сохранились палеозойские бассейны. В глубоких впадинах они оказались погребенными под мощными толщами мезо-

кайнозойских отложений, сформировавших более молодые осадочные бассейны. На всех этапах развития бассейнов закладывались потенциальные нефтегазоматеринские толщи, которые генерировали углеводороды. Особенности тектонического строения бассейнов и характера миграции углеводородов позволяют сделать прогноз поиска новых скоплений нефти и газа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размытия. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В мезозойских бассейнах западного сектора российской Арктики и в кайнозойских бассейнах восточного сектора российской Арктики поиск углеводородов следует вести на начальном этапе на крупных антиклинальных поднятиях (Ступакова и др., 2017).

К настоящему моменту нефтегазоносность доказана в западном секторе российской Арктики открытием месторождений Поморское ГК, Долгинское Н, Северо-Гуляевское НГК, Варандей-море Н, Приразломное Н, Медыньское-море Н, Лудловское Г, Штокмановское ГК, Ледовое ГК, Мурманское Г, Северо-Кильдинское Г в Баренцевом море, а также месторождений Победа НГ, Ленинградское ГК, Русановское ГК, Каменномысское-море Г, Северо-Каменномысское ГК, Обское Г, Семаковское Г, Тота-Яхинское Г, Чугорьяхинское ГК, Юрхаровское НГК в Карском море. Официальная оценка ресурсов на 2009 год в арктических морях составляет 130 млрд т условного топлива (ВНИГНИ, 2012).

На сегодняшний день основную проблему освоения этих уникальных ресурсов УВ представляют не поисково-разведочные работы, а все, что связано с добычей и обустройством выявленных месторождений. Целый ряд нерешенных технологических, экологических и логистических проблем отодвигают начало эксплуатации на неопределенный срок. Единственным технологически доступным на сегодняшний день сектором этих акваторий является транзитная зона шириной 15–25 километров, губы и острова. Отметим, что практически все острова являются крупными антиклинальными поднятиями всей осадочной толщи и, с точки зрения нефтегазовой геологии, представляют наибольший поисковый интерес. К сожалению, из-за жестких экологических и военно-политических ограничений, эти территории являются последними «белыми» пятнами России – нет ни геофизических, ни буровых данных. Возможно, стоит пересмотреть государственную политику в отношении этих территорий. Опыт Казахстана на Каспии и опыт других стран показывает, что жесткие экологические запреты могут носить сезонный характер в период нереста и гнездования, а огромные территории островов позволяют подобрать места, не критичные для видовых популяций и экологии. Учитывая, что прогнозы фазового состава УВ больше тяготеют к газосодержащим залежам, разработка которых гораздо более экологична, а технологии добычи успешно апробированы в условиях хрупкой экосистемы п-ва Ямал, необходимо поднимать вопросы развития этих территорий. Дополнительно будет решена проблема энергобезопасности инфраструктуры и систем жизнеобеспечения Севморпути и военных баз.

На Дальнем Востоке подавляющая часть ресурсов УВ прогнозируется в краевых впадинах окраины Евразийского континента и кайнозойских аккреционно-коллизионных систем. Эти впадины обычно имеют два структурных этажа: нижний (палеогеновый, обычно доолигоценый) этаж – рифтовый, верхний (олигоцен-неогеновый) – синеклизный.

Наиболее четко рифтовый этаж выражен на окраине континента, в Западно-Сахалинском и Охотско-Западно-Камчатском прогибах, где грабенрифты выполнены граувакками, часто угленосными. Верхний (олигоцен-неогеновый) этаж развит практически повсеместно и представлен разнообразными терригенными и вулканогенно-осадочными отложениями, слагающими основной нефтегазоперспективный чехол дальневосточных акваторий (Маргулис Л.С., 2009). Наиболее перспективным остается шельф о. Сахалин, в разрезе которого выделяются мощные слои покровов и коллекторов.

В акватории Охотского моря открыты следующие месторождения: Кайган-Васюканское-море НГК, Аркутун-Даги НГК, Восточно-Кайганское Н, Лебединское НГК, Одопту-море (Сев. купол) НГК, Одопту-море (Центр. + Южн. купол) НГК, Пильтун-Астохское НГК, Чайво НГК, Кириновское ГК, Лунское НГК, Мынгинское ГК, Ново-Венинское НГК, Южно-Кириновское НГК, Южно-Лунское НГК, Нептун Н, Тритон Н. Официальная оценка ресурсов на 2009 год на Дальнем Востоке составляет 13 млрд т условного топлива (ВНИГНИ, 2012). Скважины, пробуренные в последние годы на Магаданском шельфе, выявили УВ проявления, но мощнейшие интервалы кремнистых опок вулканогенного генезиса и практически полное отсутствие глинистых или аргиллитовых прослоев, которые выполняют роль флюидоупоров, снижают перспективы открытия коммерчески рентабельных месторождений.

В Каспийском море наиболее перспективными являются его северная часть, где активно развита соляная тектоника, и недоизученной остается центральная часть Среднего Каспия, где возможно открытие нового типа залежей вдоль прогибов «Линии Карпинского». Наибольший интерес вызывает его западная и центральная зоны, обращенные к впадинам в составе морского продолжения Терско-Каспийского прогиба. В Южном Каспии основные концентрации ресурсов УВ образуют пояс, охватывающий северную половину Южно-Каспийской впадины и имеющий наибольший

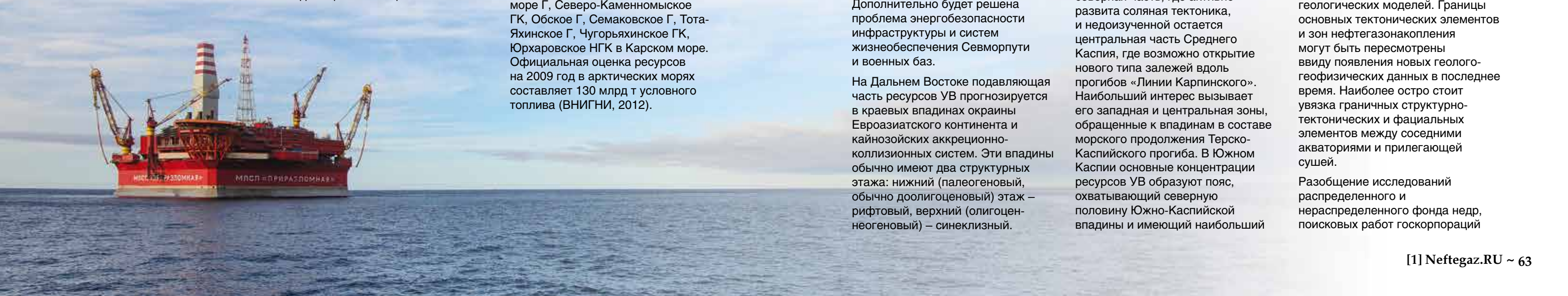
потенциал в северо-западном (Приапшеронском) и северо-восточном (Прибалханском) «узлах» нефтегазоаккумуляции (Сенин Б.В. и др., 2018). Официальная оценка ресурсов на 2009 год в Каспийском море составляет 4,5 млрд тонн условного топлива (ВНИГНИ, 2012).

Потенциал нефтегазоносности Черного моря еще не раскрыт, несмотря на уже имеющиеся месторождения в акватории Крыма и на румынском шельфе. Основная часть перспектив нефтегазоносности связана со склоновыми отложениями в неантиклинальных ловушках нефти и газа. В пределах Керченско-Таманского склона Черноморской глубоководной впадины отмечается мощный (более 2,5 км) условно-дельтовый комплекс плиоцена-плейстоцена. Нельзя исключать возможность развития таких погребенных неогеновых комплексов и в северо-восточной зоне Восточно-Черноморского бассейна, примыкающей к погребенному валу Шатского (Глумов и др., 2014). Официальная оценка ресурсов на 2009 год в Черном море составляет более 4 млрд тонн условного топлива (ВНИГНИ, 2012).

Выводы и предложения

Очевидно, что назрела необходимость постановки работ по комплексированию и увязке разномасштабных данных по шельфам РФ, имеющихся на сегодня. Особое внимание необходимо уделить структурно-тектоническим лито-фациальным построениям и выделению зон глубокого погружения, которые ложатся в основу карт раздельного фазового прогноза и трехмерных геологических моделей. Границы основных тектонических элементов и зон нефтегазоаккумуляции могут быть пересмотрены ввиду появления новых геолого-геофизических данных в последнее время. Наиболее остро стоит увязка граничных структурно-тектонических и фациальных элементов между соседними акваториями и прилегающей сушей.

Разобщение исследований распределенного и нераспределенного фонда недр, поисковых работ госкорпораций



только в границах своих лицензионных участков приводят к общенациональным убыткам и срывают сроков освоения морских УВ ресурсов. Арктический и Дальневосточный шельф России уникальны и требуют уникальных подходов. Для их успешной разведки и освоения в условиях жесточайших технологических санкций недостаточно налоговых льгот. Необходимо объединение усилий всех заинтересованных сторон – государства, госкорпораций, вузов, ведомственных и академических институтов и отечественных сервисных компаний в области недропользования, стратегии геолого-разведочных работ и используемых технологий. Внедрение пятилетних планов финансирования, долгосрочных научно-исследовательских программ и единая стратегия освоения шельфа помогут в открытии новых нефтегазоносных районов.

Проблема освоения континентального шельфа затрагивает общенациональные интересы России. Учитывая тот факт, что до сих пор акватории РФ имеют спорные границы, необходимо проводить комплексные ГРП на шельфе для принятия быстрых правильных стратегических и управленческих решений. Учитывая природные особенности и возможные сложности, с которыми могут столкнуться геологи при освоении новых шельфовых месторождений, необходимо принятие Концепции рационального освоения природных ресурсов на акваториях. ●

Литература

- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. – Научный мир, Москва, 2007. – 172 с.
- Веселов О.В., Греция Е.В., Ильев А.Я. и др. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря / Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН. – М.: Наука, 2006. – 130 с.
- Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Ровнин Л.И. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 341–362.
- Геология Азербайджана, том IV, Тектоника. Баку: Nafta-Press, 2005. – 506 с.
- Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. Региональная геология и перспективы

- нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон / Под ред. Б.В. Сенина. В 2 частях. Часть 1. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014.
- Грамберг И.С., Сороков Д.С., Супруненко О.И. Нефтегазовые ресурсы российского шельфа // Разведка и охрана недр, 1993, № 8, с. 8–11.
- Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазоносные и перспективные осадочные бассейны Евразийской континентальной окраины России // Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геология. СПб., ВНИИОкеангеология, 2002, с. 421–429.
- Греция Е.В. Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа и перспективы его газоносности // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2012. Выпуск 28. С. 38–42.
- Григоренко Ю.Н. и др. Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2.
- Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В., Ступакова А.В., Норина Д.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А. Сейсмо-геологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д // Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии. Выпуск 3. Специальное издание, посвященное 40-летию МАГЭ. – ГЕОС Москва, 2011. С. 59–81.
- Катона Виктор. Ресурсы Каспийского региона: Туркменистан, Казахстан, Иран и Россия. 2017. Url: <https://russiancouncil.ru>.
- Контарович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения. Геология и геофизика 51, 1 (2010), 7–17.
- Косью М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М. Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2.
- Коротков С.Б. Выполнение сейсморазведочных работ в переходных зонах суша-море // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 120–123, 325.
- Коротков С.Б., Яковенко Е.Е. Региональное геологическое моделирование для повышения геолого-экономической эффективности поисково-разведочных работ // Газовая промышленность. – 2013. – № 696. – С. 31–34.
- Коротков С.Б., Поляков Е.Е., Коротков Б.С. Региональные трехмерные геологические модели нефтегазоносных провинций как основа поисково-разведочных работ // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 308–316.
- Коротков С.Б., Франчук А.А., Семёнова Е.В. Галогенные флюидоупоры Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области // Научно-технический сборник Вести Газовой Науки, №3 (31), 2017, с. 298–307.
- Stourpakova A.V., Henriksen E., Burlin Yu.K., Larsen G.B., Milne J.K., Kiryukhina T.A., Golyuchik P.O., Bordunov S.I., Ogarkova M.P., Suslova A.A. The geological evolution and hydrocarbon potential of the barents and kara shelves. In Arctic Petroleum Geology, volume 35 of Memoir of the geological Society of London, pages 235–255. London, 2011. DOI 10.1144/m35.21.
- Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. М.: «ГЕОС». 2010. 64 с.

- Лоджевская М.И. Отчет по теме: «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, субъектов федерации и крупных нефтегазоносных регионов по состоянию изученности на 01.01.2009 г.», Москва, 2012.
- Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов Дальневосточных морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 2.
- Никишин А.М., Коротав М.В., Болотов С.Н., Ершов А.В. Тектоническая история Черноморского бассейна // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2001. – Т. 76, № 3. – С. 3–18.
- Никишин В.А., Малышев Н.А., Никишин А.М., Обметко В.В. Позднепермско-триасовая система рифтов Южно-Карского осадочного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2011. – № 6. – С. 3–9.
- Официальный сайт журнала Neftegaz.RU. Геологическое строение и нефтегазоносность платформенной части Каспийского моря. Url: neftgaz.ru.
- Савицкий А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования. Дис. канд. геол.-мин.
- Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошеров Н.А. Основные итоги геолого-разведочных работ и перспективы развития сырьевой базы углеводородов в акваториях черноморско-каспийского региона. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2 (2018), 7–17.
- Ступакова А.В., Бурлин Ю.К. История формирования осадочно-породных бассейнов шельфа российской Арктики // Тектоническое совещание РАН. – Москва, 2009.
- Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Сулова А.А., Норина Д.А., Майер Н.М., Пронина Н.В., Мордасова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. Георесурсы, 2 (61) (2015), 13–26.
- Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Перетолчин К.А., Сидоренко С.А. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики. Геология нефти и газа, 3 (2013), 30–47.
- Ступакова А.В., Сулова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. Георесурсы 1 (2017), 19–35.
- Ступакова А.В., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Санникова И.А., Агашева М.А., Катков Д.А., Пушкарёва Д.А., Карпов Ю.А. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа. Вести газовой науки, 4 (2016), 154–164.
- Хаин В.Е. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы (Объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. Масштаб 1:2 500 000). – Краснодар. – 2009.
- Харахинов В.В., Шленкин С.И., Вашкевич А.А., Агапиев Д.Д., Обухов А.Н. Нефтегазоносные бассейны Беринговоморского региона (итоги нефтегазописковых работ 2000–2009 гг.). Москва: Научный мир, 2014. – 340 с.
- Яшин Д.С., Ким Б.И., Супруненко О.И., Евдокимова Н.К. нефтегазоносные провинции и области восточно-арктического шельфа России. Вестник СПбГУ., сер. 7, вып. 1, 111–113.

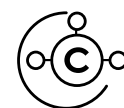
KEYWORDS: shelf, Arctic, Barents sea, Kara sea, Laptev sea, East Siberian sea, Chukchi sea, far East, sea of Okhotsk, Bering sea, Black sea, Caspian sea, tectonic structure, oil and gas potential, oil and gas geological zoning, geological exploration.

МОНЕТИЗАЦИЯ ГАЗА РОССИИ И СНГ

7-8 АПРЕЛЯ 2020
МОСКВА, РОССИЯ

МЕТАНОВАЯ ГАЗОХИМИЯ В ФОКУСЕ

В фокусе конференции эффективные и рентабельные способы переработки метана в аммиак, карбамид, метанол, их производные. Аудитория конференции: производители, инжиниринговые и технологические компании, поставщики услуг и оборудования для отрасли. Конференция проходит совместно с крупнейшей в регионе 8-ой ежегодной конференцией “Нефтехимия России и СНГ”.



КОНФЕРЕНЦИЯ С ФОКУСОМ
НА МОНЕТИЗАЦИЮ ГАЗОВЫХ
РЕСУРСОВ



35% УЧАСТНИКОВ –
ЗАКАЗЧИКИ



95% УЧАСТНИКОВ ДОСТИГЛИ
СВОИХ ЦЕЛЕЙ
НА КОНФЕРЕНЦИИ



www.globuc.com/ru/cisgaschem



Мария Картер
m.carter@globuc.com



+44 845 868 8234