

ваямском участке. Локализованные ресурсы выявленных структур оцениваются в 1,1 млрд. т.н.э. (с учетом коэффициента подтверждаемости ресурсов).

В бассейнах Северного Приохотья активные поисковые работы на нефть и газ ведет ПАО «НК «Роснефть». В 2011 г. для геологического изучения, разведки и добычи УВ в этом регионе оно получило 5 лицензионных участков, в пределах которых еще в советское время было пробурено 3 скважины. Летом 2016 г. на Лисянском участке была начата бурением поисковая скважина, ориентированная в основном на поиски залежей УВ в нижнекайнозойском мегакомплексе.

В ближайшей и среднесрочной перспективе (до 2030 г.) основным центром нефтегазодобычи на Дальнем Востоке остается Северо-Сахалинская НГО. На Сахалине создана современная нефтегазовая инфраструктура, включающая трубопроводные системы, протягивающиеся от месторождений к нефтеналивным терминалам как на южную оконечность острова, так и на материк, а также один из крупнейших в мире заводов по сжижению газов, производительность которого в 2011 г. достигла 10,5 млн. т СПГ/год. Протяженность газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» — 1830 км, проектная мощность — 37 млрд. м³/год. Первый пусковой комплекс газопровода мощностью 6 млрд. м³/год был запущен в эксплуатацию в сентябре 2011 г.

Основные объемы добычи углеводородного сырья связываются с шельфом Северного Сахалина. Текущие разведанные запасы извлекаемой нефти месторождений сахалинского шельфа на 01.01.2015 г. составляют 287,9 млн. т. Учитывая достигнутые темпы извлечения нефти и последовательный ввод месторождений в разработку, можно предполагать, что пиковая добыча нефти на базе уже известных месторождений может составить 12–13 млн. т. Для поддержания такого уровня добычи нефти необходим прирост запасов в объеме не менее 350 млн. т к 2025 г. Большая часть этих запасов (около 250 млн. т) должна быть обеспечена открытием новых месторождений. Без существенных нефтяных открытий, вероятнее всего, после 2020 г. добыча нефти начнет снижаться.

Значительно более благоприятная обстановка складывается по газу. На Сахалинском шельфе на 01.01.2015 г. добыто 148,8 млрд. м³ газа. Разведанные и предварительно оцененные запасы составляют соответственно — 1288,14 и 610,29 млрд. м³, а прогнозные ресурсы (C₃+D) оцениваются в 924,3 млрд. м³. Разработка открытых месторождений позволяет в ближайшей перспективе (2020 г.) довести добычу газа до 35–40 млрд. м³. Уровень добычи конденсата связан с возможными объемами добываемого газа. К 2020 г. добыча конденсата может достигнуть 2,5–3,0 млн. т. С учетом суши добыча жидких УВ (нефть и конденсат) в Сахалинском регионе может достигнуть к 2020 г. 15–17 млн. т, газа — 35–40 млрд. м³.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулис, Л.С. Дальневосточный потенциал. Достижения и проблемы в освоении нефтегазового региона / Л.С. Маргулис // Oil&Gas journal. — 2010. - № 7–8. — С. 62–68.
2. Нефтегазоносность северо-западного и восточных регионов России / О.М. Прищепа, Ю.Н. Григоренко, В.Н. Макаревич и др. — СПб.: «Недра», 2009. — 271 с.

© Нелюбов П.А., Маргулис Л.С., 2016

Нелюбов Петр Александрович // geo@dgk.dvpr.ru
Маргулис Лазарь Соломонович // Lmargulis@vniigri.ru

Казанин Г.С.¹, Иванов Г.И.², Заяц И.В.¹, Казанин А.Г.³, Макаров Е.С.¹, Шкарубо С.И.¹, Павлов С.П.¹, Нечхаев С.А.² (1 — ОАО «МАГЭ» Мурманск, 2 — ОАО «МАГЭ» Санкт-Петербург, 3 — ОАО «МАГЭ» Москва)

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОАО «МАГЭ» — ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ МСБ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

*Рассмотрены инновационные технологии ОАО «МАГЭ» при проведении морских ГРП на шельфе, позволяющие значительно увеличить нефтегазовый ресурсный потенциал арктического шельфа России в первую очередь на акваториях, ранее недоступных для исследований стандартными методами изучения — центральной глубоководной части Северного Ледовитого океана, транзитных зонах и континентальном склоне. Из наиболее значимых необходимо отметить инновационную технологию подледной сейсморазведки, технологию многокомпонентной сейсмической съемки 2D 4C на разрезе море-транзитная зона-суша единым технологическим комплексом, открывающей перспективы перехода к многокомпонентным сейсмическим исследованиям. Выявлена и околтурена Северо-Баренцевская нефтегазовая мегапровинция с извлекаемыми ресурсами около 18,5 млрд. т.у.т., при этом высока вероятность обнаружения нефтяных залежей. **Ключевые слова:** ОАО «МАГЭ», арктический шельф, инновационные технологии, подледная сейсморазведка, многокомпонентная сейсморазведка, Северо-Баренцевская нефтегазовая мегапровинция, нефтегазовые ресурсы.*

Kazanin G.S.¹, Ivanov G.I.², Zayats I.V.¹, Kazanin A.G.³, Makarov E.S.¹, Shkarubo S.I.¹, Pavlov S.P.¹, Nechhaev S.A.² (1 — MAGE Murmansk, 2 — MAGE St. Petersburg, 3 — MAGE Moscow)

INNOVATIVE TECHNOLOGIES OF MAGE — THE POTENTIAL FOR STRENGTHENING OF MINERAL RESOURCES OF THE ARCTIC SHELF RUSSIA

*Considered MAGE innovative technologies when carrying out offshore mineral exploration on the shelf that made it possible to increase significantly a petroleum resource potential of the Russian Arctic Shelf, and, in the first instance, in offshore areas being earlier inaccessible for studies by conventional study methods — the central deep water area of the Arctic Ocean, transition zones and a continental slope. From major things, one should note an innovative technology of subglacial seismic survey, a technology of 2D 4C multicomponent seismic surveys on section of sea-transition zone-land by an integrated technological system that opens prospects for transition to multicomponent seismic studies. The North-Barents Sea oil-gas mega-province with recoverable resources of about 18.5 bln TOE was determined and delineated, upon that there is a high probability to detect oil deposits. **Keywords:** MAGE, the Arctic Shelf, innovative technologies, subglacial seismic survey, multicomponent seismic survey, the North-Barents Sea oil-gas megaprovince, oil & gas resources.*

ОАО «МАГЭ» за последние годы, используя инновационные технологии, достигло определенных успехов при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ на арктическом шельфе [4]. Сегодня, когда заходит речь о конкурентоспособности российской морской геофизики, в качестве яркой иллюстрации способности выполнять исследования на современном научно-методическом

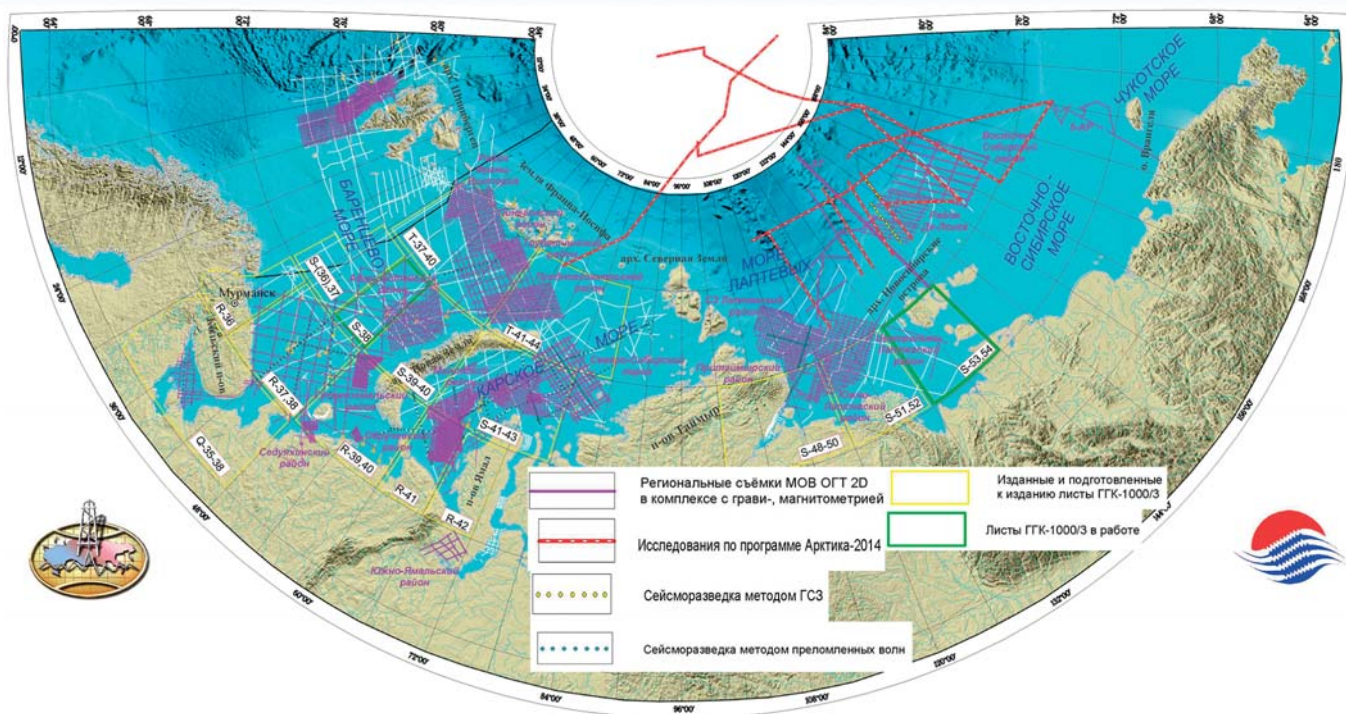


Рис. 1. Районы работ ОАО «МАГЭ» на нефть и газ

уровне в сложнейших климатических условиях можно смело назвать ОАО «МАГЭ» [2].

Несмотря на все сложности социально-экономического развития страны, МАГЭ активно развивается. В настоящее время образованы и работают 2 новых филиала — в Москве и Санкт-Петербурге, а также представительство в г. Сочи. Основой стабильного развития компании является собственный научный флот. В 2013 г. было введено в строй новое геофизическое судно, специализированное на выполнение работ на нефть и газ, названное в честь первого директора МАГЭ Николая Николаевича Трубытчинского. Особо необходимо отметить наличие на судне твердотельной косы длиной 12 км, однолучевого и многолучевого эхолотов. Судно участвовало в экспедиции «Арктика-2014» в Северном Ледовитом океане по программе исследований внешней границы российского шельфа.

В 2015 г. мы приобрели новое судно и назвали его «Федор Ковров» в честь одного из сотрудников МАГЭ, воевавшего в Заполярье в партизанском отряде. Судно специализируется на проведении технологических работ с использованием подводных аппаратов. Кроме того, мы провели полное переоборудование НИС «Геофизик», способное сейчас выполнять практически весь комплекс инженерно-геологических работ [8].

За последнее пятилетие наша компания продолжала работы по увеличению МСБ России в первую очередь на нефть и газ. Основные объекты исследований были сконцентрированы на арктическом шельфе России. Они охватывают область центрально-арктических поднятий Северного Ледовитого океана, Западно-Арктический шельф, включая Баренцево и Карское моря, и Восточно-Арктический шельф — море Лаптевых и Восточно-Сибирское море. Общий объем выполненных комплексных геофизических исследований, включающих сейсморазведку МОВ ОГТ 2D, надводную гравиметрию и дифференциальную гидромагнитометрию, составил более 100 000 пог. км (рис. 1).

Полученные сейсмические данные в совокупности с картами аномальных потенциальных полей и их трансформаций позволяют оценить нефтегазоносный потенциал арктических акваторий.

Область центрально-арктических поднятий Северного Ледовитого океана

Технология подледной сейсморазведки

Наиболее значимой, особенно во времена импортозамещения, является работа, которую компания выполнила в 2014 г. Продолжая курс на инновационное развитие компании, нами была разработана инновационная технология подледной сейсморазведки. Основой подледной технологии является устройство ледовой защиты (УЛЗ). При выполнении работ на акваториях покрытых льдом возникает необходимость в обеспечении крепления сейсмического оборудования и пневмоисточников ниже поверхности воды для исключения контакта буксируемых устройств со льдом. УЛЗ устанавливается на корме судна и позволяет зафиксировать магистрали пневмоисточников и сейсмическую косу вдоль устройства. Тем самым оно выполняет функцию защиты буксируемых устройств от плавающего на поверхности льда. Устройство, установленное на судне, выполнено в виде колонны обтекаемой формы с внутренней нишей для прокладки и закрепления буксировочных и прижимных тросов и размещения сейсмоборудования, образованной боковыми стенками колонны и основанием в виде горизонтальной платформы с креплением к днищу судна горизонтальными балками. При этом верхняя часть ледовой защиты расположена выше ватерлинии судна. Боковые стенки колонны образуют вертикальную нишу и продолжаютсся выше места крепления ледовой защиты к корпусу судна с формированием обтекателей. При этом вертикальная ниша выполнена продольно разделенной внутренней зоной для прокладки и закрепления буксировочных и прижимных тросов и внешней зоной для размещения кабелей сейсмического оборудо-

дования. Внутренняя зона разделена на три продольных канала, каждый из которых предназначен для размещения буксировочных и прижимных тросов для пневмоисточников и сейсмического оборудования, а также для фиксации запасных буксировочных и/или прижимных тросов, находящихся в нерабочем положении. Три роульса предназначены для направления косы и линий пневмоисточников. Направляющие трубы для тросовых оттяжек косы и линий пневмоисточников (6 труб меньшего диаметра и 3 трубы большего диаметра). Размеры конструкции составили: высота 17,5 м, ширина подводной части 6,5 м. Общий вес конструкции 10 т. В 2015 г. на устройство ледовой защиты получен патент [3].

Отличительной особенностью данной научной разработки является тот факт, что она сразу же была внедрена в производство и использована при выполнении государственного контракта. Главной задачей, отличающей экспедицию «Арктика-2014» от всех предыдущих, являлось выполнение комплексных геофизических работ с целью создания геолого-геофизической основы для оценки перспектив нефтегазоносности. Экспедиция проходила под эгидой МПР РФ и Роснедр. За организацию, планирование, обеспечение полевых и сейсморазведочных работ, а также общее руководство отвечала ОАО «МАГЭ».

Сейсмические работы МОВ ОГТ выполнялись в двух вариантах: с приемным устройством длиной 4500 м (с жидким наполнителем) и с твердотельной косой 600 м в сочетании с зондированиями МОВ-МПВ. Большая часть работ проходила во льдах сплоченностью 9–10 баллов, толщиной до 160 см. На некоторых профилях встречался двухлетний лед толщиной до 240 см и торосы до 4 м. Зачастую ледокол Ямал сначала пробивал себе дорогу, а после возвращался и прокладывал дорогу для «Академика Федорова» (рис. 1) [5].

Выполненные в экспедиции в ОАО «МАГЭ» комплексные геофизические исследования в центральной глубо-

ководной части Северного Ледовитого океана позволили существенно усилить аргументацию РФ при обосновании внешней границы континентального шельфа. В частности, предварительный анализ временных разрезов МОВ ОГТ позволил увязать стратификацию осадочного чехла мелководных шельфов Восточно-Сибирского и Чукотского морей и стратификацию в глубоководной котловине Подводников.

Западно-Арктический шельф России

Северо-Баренцевская нефтегазовая мегапровинция

В качестве решения наиболее крупной геологической задачи необходимо упомянуть выявление и оконтуривание Северо-Баренцевской нефтегазовой мегапровинции. В течение последних 20 лет ОАО «МАГЭ» системно и комплексно по заказу Федерального агентства по недропользованию с использованием самых современных технологий выполнила большой объем ГРП в северной части Баренцева моря [2, 6, 7]. В настоящее время региональный этап геологического исследования северной части Баренцева моря практически завершен, так как плотность сейсмических наблюдений составляет более 0,2 пог. км на км² [9, 10]. Достигнутая плотность обеспечена работами ОАО «МАГЭ», проведенными в 2011–2016 гг.

Если до 2004 г. вся акватория северной части Баренцева моря была покрыта относительно редкой сетью наблюдений, характерной для рекогносцировочного этапа, то в 2006–2009 гг. работы были продолжены на региональной стадии в Северо-Баренцевском и Пинегинском районах, а также в районе Франц-Виктория (рис. 1). Позднее, в 2010–2013 гг. в период активизации ГРП на шельфе были проведены дополнительные работы по сгущению сети профилей в пределах ранее выявленных крупных структур на Трубятчинской площади: Гидрографов, Сальской, а также Варнекской структуры в Предновоземелье (рис. 2, [1]). По результатам исследований детализировано их

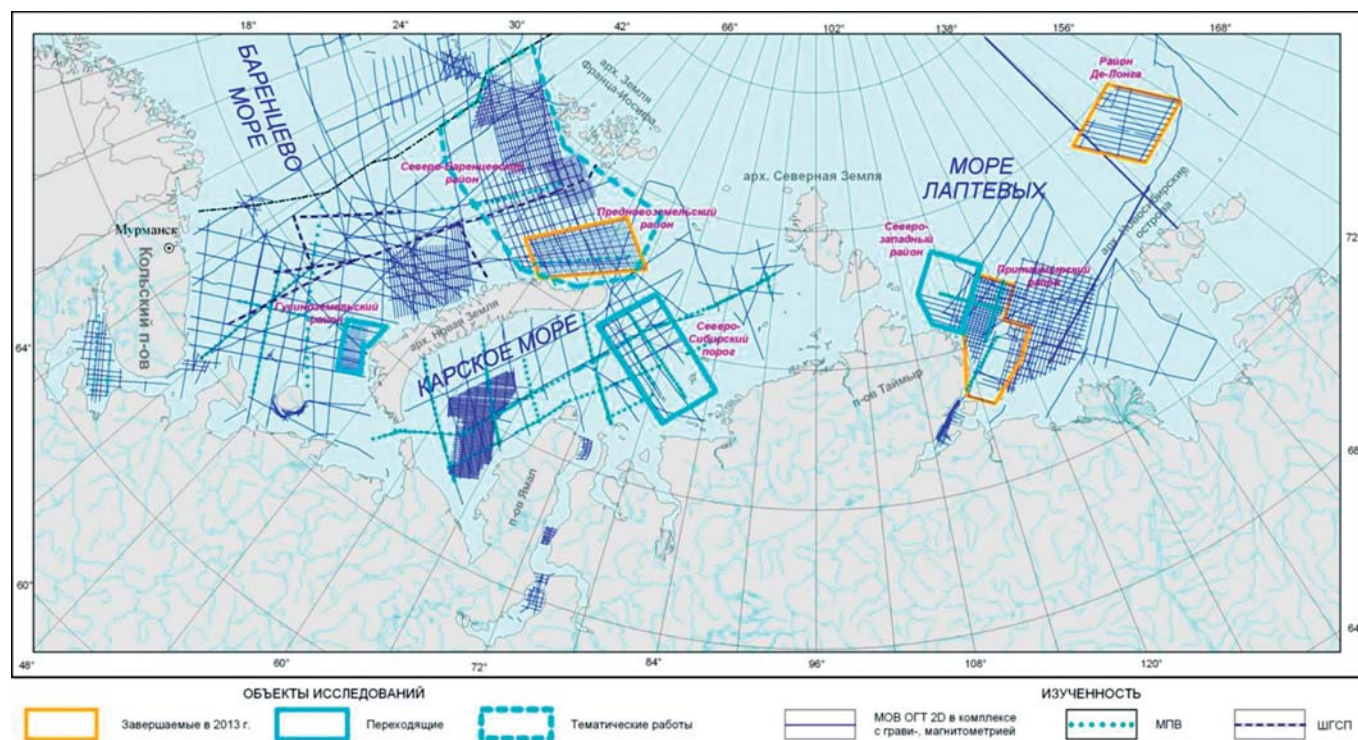


Рис. 2. Схема прогноза нефтегазоносности и нефтегеологического районирования Северо-Баренцевской мегапровинции

строение. Сальмская структура по кровле триаса раскрывается на север, представляя собой структурный нос, на фоне которого обособляется ряд локальных поднятий. Поднятие Гидрографов выражено замкнутым валом северо-восточного простирания, осложненным серией мелких куполов.

Дополнительно к имеющемуся объему сейсмических профилей был выполнен региональный связующий сейсморазведочный профиль протяженностью 750 пог. км (рис. 1). Сейсморазведочные работы МОВ ОГТ проводились на НИС «Геолог Дмитрий Наливкин» с использованием 648 канальной цифровой сейсмической косы «Sercel Seal» с длиной активной части 8 100 м, интервалом записи 15 с, интервалом возбуждения 37,5 м [4]. Гравиметрические наблюдения производились с применением двухсистемного гиростабилизированного гравиметра «Чекан-АМ», магнитометрические — по дифференциальной методике на 100-метровой базе из двух морских автоматизированных протонных магнитометров «SeaSpry», попутно производилось эхолотирование морского дна.

Полученный общий массив геофизической информации в виде временных, глубинных и скоростных сейсмических разрезов, данных гравиметрических и магнитометрических съемок позволил выполнить комплексную геологическую интерпретацию, направленную на более обоснованную оценку углеводородного потенциала северной части Баренцева моря. Достигнутая плотность сейсмических наблюдений (общий объем 31 589,95 пог. км) дала возможность провести количественную оценку ресурсного потенциала по кат. D₂ [1, 3].

По результатам моделирования разреза на основе комплекса гравиметрических, гидромагнитных и сейсморазведочных данных выделены и охарактеризованы следующие геологические слои: верхняя мантия, «гранулит-базитовый» (нижняя кора), «гранитно-метаморфический» (верхняя кора), терригенно-карбонатные нижне-среднепалеозойские, верхнедевонско-среднепермские терригенно-карбонатные, пермско-триасовые терригенные и юрско-меловые терригенные отложения. Подошва земной коры — граница Мохоровичича (М) — расположена на глубинах 30–40 км. Мощность консолидированной коры изменяется от 18–22 км под Северо-Баренцевской впадиной (СБВ) до 32–37 км на ее бортах. Значительный подъем границы М сопровождается увеличением мощности осадочного чехла. В осадочном чехле выделены 8 сейсмогеологических комплексов (СК): нижне-среднепалеозойский (доверхнедевонский), верхнедевонско-раннекаменноугольный(?), среднекаменноугольно-нижнепермский, нижне-верхнепермский, триасовый (в составе которого предварительно выделены все три отдела), юрский, нижне- и верхнемеловой (рис. 3). Границами раздела СК являются отражающие горизонты (ОГ) VI (подошва осадочного чехла); III₂(D₃f); IIv(C₁); Ia(C₃-P₁); A(P₃-T₁); B(T-J); B(J-K); Г₂(K₁-K₂) и D(KZ) (поверхность кайнозойского регионального размыва).

Все основные комплексы осадочного чехла северной части Баренцево-морского шельфа характеризуются максимальными мощностями в пределах Баренцево-Северокарского мегапрогиба. В северо-западной и юго-восточной частях территории мощности этих комплексов либо значительно сокращаются за счет эрозионных процессов, имевших место в разные геологические эпохи (отложения триаса, юры и мела в Предновоземельской структурной

области), либо полностью выпадают из разреза вследствие особенностей истории геологического развития. Например, в пределах Шпицбергенской антеклизы и на Пинегинской площади последовательно с запада на восток входят под поверхность кайнозойского эрозионного среза отложения среднего, затем верхнего триаса, юры, нижнего и верхнего мела. Исключением являются доверхнедевонский и верхнедевонско-каменноугольный(?) ССК, максимальные мощности которых приурочены к Предновоземельской структурной области.

В структурном плане поверхности фундамента выделяется 6 надпорядковых элементов — региональная ступень Франц-Виктория, Александровская региональная ступень, Северо-Баренцевская и Восточно-Баренцевская синеклизы, разделенные Альбановско-Горбовским порогом. На северо-западе района выделено сводовое поднятие Северо-Восточной Земли (выступ о. Белый).

Построены прогнозные разрезы нефтегазогеологических параметров в м-бе 1:1 000 000. Существенную роль в формировании нефтегазовых перспектив Северо-Баренцевского шельфа играют разрывные нарушения, большая часть которых прослеживается практически на полную мощность осадочного чехла, затухая в верхних горизонтах мелового комплекса. Выделены зоны развития ловушек различных типов: пластовых сводовых, массивных, литолого-стратиграфических.

Литологически, стратиграфически, тектонически экранированные ловушки УВ выделены в среднепермско-юрском интервале разреза в диапазоне глубин 1000–4000 м и приурочены в основном к склонам крупных положительных структур региональной ступени Франц-Виктория (гемивалы Виктория, Дежнева, Ширишова), Александровской зоны поднятий (Пинегинского и Мусатовского мегавалов), Альбановско-Горбовского порога (Трубятчинского и Орловского мегавалов), региональной ступени Западный Фобос. С точки зрения доступности по глубинам залегания предполагаемых резервуаров УВ указанные районы являются наиболее благоприятными для бурения.

В разрезе осадочного чехла выделено 6 нефтегазоносных (НГК) и перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): ордовикско-верхнедевонский перспективный (ПНГК), верхнедевонско-нижнепермский ПНГК, средне-верхнепермский ПНГК, триасовый НГК, юрско-неокомский НГК, меловой ПНГК.

В пределах Северо-Баренцевского шельфа выделяются Западно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская НГП. Западно-Баренцевская НГП в рамках площади обобщения представлена Центрально-Баренцевской ПНГО, в структурном плане — подошвы осадочного чехла, которой соответствуют региональные ступени Франц-Виктория и Александровская.

В составе Восточно-Баренцевской НГП выделяются Северо-Баренцевская ПНГО, Альбановско-Горбовская ПНГО, Святой Анны ПНГО, Адмиралтейско-Приновоземельская самостоятельная ПНГО. В пределах НГО выделены перспективные нефтегазоносные районы — ПНГР: Франц-Виктория, Александровский (Центрально-Баренцевской ПНГО), Северный и Пинегинский (Северо-Баренцевской ПНГО), Трубятчинский в составе Альбановско-Горбовской ПНГО, Западный Фобос в составе ПНГО Святой Анны, Мыса Желания и Адмиралтейский (Адмиралтейско-Приновоземельской самостоятельной ПНГО).



Рис. 3. Карта прогноза нефтегазоносности Западно-Арктического шельфа России с выявленными структурами

Прогнозные ресурсы осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа до глубины 7 000 м составляют 23 млрд. т.у.т., из них на долю извлекаемых ресурсов приходится 18,5 млрд. т.у.т. Суммарная величина локализованных ресурсов составляет 3 991,41 млн. т.у.т. Из них 2 147,64 млн. т.у.т. приходится на наиболее крупные локальные антиклинальные структуры: Александровскую, Северную, Орловскую, Северо-Новоземельскую, Варнекскую и Пахтусовскую [1].

Отличительной особенностью геологического строения северной части Баренцева моря в аспекте нефтегазоносности является отсутствие гигантских и даже крупных локальных антиклинальных поднятий, несмотря на то, что основными структурными элементами региона являются мощнейший осадочный бассейн (Северо-Баренцевская впадина) и сопредельные положительные элементы — Предновоземельская структурная область на востоке и Александровская зона поднятий на западе. В пределах изученной площади закартировано 17 локальных антиклинальных поднятий. Большая часть локальных структур связана с триасовым нефтегазоносным комплексом

(НГК) и приурочена к Альбановско-Горбовскому порогу и склону Сводового поднятия Земли Франца-Иосифа (ЗФИ). Кроме локальных антиклинальных поднятий в области Альбановско-Горбовского порога выделены зоны развития ловушек неструктурного типа, связанных с клиноформами мелового комплекса, а также со стратиграфическим несогласием в кровле триасовых отложений. В пределах Поднятия мыса Желания по палеозойским отложениям установлена Варнекская антиклинальная структура площадью более 2 800 км². В пределах Поднятия мыса Желания в каменноугольном интервале разреза закартированы многочисленные аномалии типа «риф». Проведенные исследования позволили создать современную модель геологического строения Северо-Баренцевского шельфа, положенную в основу нефтегазогеологического районирования и прогноза углеводородного потенциала региона.

В осадочном чехле северной части Баренцева моря не выявлено достаточно крупных антиклинальных поднятий за исключением Варнекской структуры. Однако более детальное изучение последней показало, что возможные

ловушки имеют скорее неструктурный тип, определяемый специфическими условиями седиментации палеозойских отложений, которые предполагаются более перспективными в нефтегазоносном отношении.

Кроме этого, можно констатировать, что именно разнообразные условия седиментации в сочетании с перерывами в осадконакоплении позволяют предполагать широкое развитие ловушек неструктурного типа во всех стратиграфических диапазонах и определенные в связи с этим сложности при оценке перспектив нефтегазоносности северной части Баренцева моря.

Вал Минина

В 2013 г. закончены морские геофизические исследования в районе вала Минина. В результате работ была детализирована структура центральной части Южно-Карской синеклизы (рис. 1). Свыше 80 выявленных локальных структур в Западно-Карской и Восточно-Карской ВНГО, в северных частях Ямальской и Гыданской НГО дают основание считать этот регион важнейшим потенциальным резервом прироста запасов углеводородного сырья. Перспективы открытия залежей на Приновоземельской моноклинали связываются с литолого-стратиграфическими ловушками в зонах выклинивания ниже-среднеюрских отложений.

Северо-Сибирский порог

Не менее интересными с точки зрения понимания истории геологического развития региона являются работы, выполненные нашей экспедицией в районе Северо-Сибирского Порога. В 2012–2013 гг. проводились комплексные работы, включавшие в себя сейсморазведку МОВ ОГТ 2D, надводную гравиметрию и дифференциальную гидромагнитометрию (рис. 1). Результаты работ помогли в значительной степени понять разницу в геологическом строении Северо-Карской и Южно-Карской котловин, их тектоническую эволюцию и оценить перспективы нефтегазоносности.

Гусиноземельская площадь южного Предновоземелья

Большой интерес представляют работы, выполненные в районе Гусиноземельской площади южного Предновоземелья с целью оценки перспектив нефтегазоаккумуляции. Удалось проследить практически до берегового уреза Новой Земли основные отражающие горизонты и в первую очередь палеозойскую часть разреза.

В результате комплексных геофизических исследований на Гусиноземельском объекте площадью 13,9 тыс. км² с целью изучения строения и перспектив нефтегазоносности Гусиноземельской региональной ступени были выполнены сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, надводная гравиметрия и дифференциальная магнитометрия по сети 4×5 км на участке. Осадочный чехол освещен на полную мощность, составляющую 8,5–19 км (рис. 1, 2).

В строении осадочного чехла выделен ряд крупных сейсмокомплексов: ордовик-ниже-среднедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, ниже-верхнепермский, триасовый, юрский и меловой.

Работы позволили существенно уточнить структурно-тектоническое районирование по горизонтам осадочного чехла и фундамента по сравнению с предыдущими исследованиями в рамках геологической съемки м-ба 1:1000 000. В пределах ранее выделяемых надпорядковых элементов — Южно-Баренцевской синеклизы и Предновоземельской структурной области — впервые, благодаря детальности сети наблюдений, выделены осложняющие их структуры, отчетливо проявленные в потенциальных полях, согласующихся с сейсмическими планами.

В целом для Гусиноземельского нефтегазоперспективного района прогнозные ресурсы углеводородов кат. D₁+D₂ составляют 1 190 млн. т.у.т. (геологические), в т.ч. локализованные кат. D₂ — 285 млн. т.у.т.

Транзитная зона

Важнейшим направлением исследований в настоящее время являются работы в транзитной мелководной зоне арктического шельфа России. Мелководные районы Приамальского шельфа и Печорского моря с относительно легкодоступными ресурсами являются стратегически значимыми объектами для увеличения ресурсной базы углеводородов. Большинство этих районов остаются слабо изученными. Малые глубины, приливные и сильные прибрежные течения, неблагоприятная гидрологическая обстановка приводят к неоправданным рискам при использовании стандартных методов исследований. Полагаясь на 15-летний опыт работы сотрудников нашей экспедиции в транзитных зонах России, была разработана технология многокомпонентной регистрации сейсмических данных на шельфе в переходной зоне и на предельном мелководье, открывающая перспективы перехода к многокомпонентным сейсмическим исследованиям для более детального изучения геологического разреза.

Первые работы были выполнены в транзитной зоне Печорского моря и Приамальского шельфа, которые показали свою эффективность и высокое качество сейсмического материала. На разрезах хорошо видно, что качество полевых материалов для транзитной зоны сопоставимо с результатами стандартных морских сейсмических работ с судна. Более того, результаты работ на Приамальском шельфе показали высокую степень информативности материалов как для транзитной зоны, так и для сухопутных работ прибрежных участков.

В итоге удалось создать единый технологический кластер сейсморазведочных работ на шельфе, транзитной зоне и на суше с высоким качеством сейсмической записи. Работы, выполненные в транзитной зоне за последнее время, открывают новый этап технического развития в отрасли и делают доступным проведение многокомпонентных (4C) сейсморазведочных работ в Арктике, обеспечивая постепенный переход к многоволновой сейсморазведке. По результатам исследований построена актуализированная карта нефтегазоносности западно-арктического шельфа России в м-бе 1:2 500 000 (рис. 3).

Восточный сектор Арктического шельфа

Море Лаптевых

Предваряя рассказ о наиболее значимых работах в Восточном секторе российской Арктики, необходимо упомянуть о профиле А-7 — хребт Ломоносова, который был выполнен 2007 г., благодаря хорошей ледовой обстановке. НИС «Профессор Куренцов» сумело впервые в мире с косой 8 км без ледокола дойти до широты 83 градуса 34 минуты северной долготы. Комплекс исследований включал сейсморазведку 2D, надводную гравитку, дифференциальную магнитку и эхолотирование дна. Работы выполнялись 648 канальной косой длиной 8 100 м. Впервые была построена сейсмостратиграфическая модель, отражающая мощность и структуру основных сейсмокомплексов осадочного чехла хребта Ломоносова. Этот профиль показал непрерывную структурную связь хребта Ломоносова с континентом. Получена уникальная информация о строении консолидированной земной коры и осадочного чехла окраинно-континентального бассейна [7].

В течении последних 5 лет наша экспедиция продолжила исследование перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых. Работами, проведенными в период с 2010 по 2015 гг., изучено строение осадочного чехла и фундамента, выявлены основные тектонические элементы Усть-Ленской и Западно-Лаптевской рифтогенных зон, в пределах которых локализуются антиклинальные поднятия и создаются предпосылки формирования неантиклинальных ловушек.

В результате исследований в северо-западной части моря Лаптевых с целью оценки перспектив нефтегазоносности были выполнены: сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, МПВ, грави-, магнитометрические съемки по сети 16×16 км на площади 32,6 тыс. км², получены данные о строении ранее практически неизученного района Лаптевоморского шельфа и сопредельных структур Северного Ледовитого океана. Работы логически завершают этап системного регионального изучения западного сектора моря Лаптевых с целью определения перспектив бассейна на углеводороды. Строение земной коры изучено до глубин 28–34 км, граница Мохо прослежена на временах 9–10 с. Осадочный чехол изучен до глубины 9,5 км, максимальные значения мощности чехла приурочены к континентальному склону и глубоководной части Евразийского бассейна. Значительные мощности осадочных комплексов установлены в прогибе Вилькицкого. В разрезе чехла прослежено 8 главных региональных границ: ОГ А, LS1, LS2base, LS2, LS3base, LS3, LS5, LS6, характеризующих структуру выделенных сейсмокомплексов верхнемелового-кайнозойского возраста. Осуществлена увязка с сопредельными районами шельфа и Евразийского бассейна по системе композитивных профилей, полученных МАГЭ за последние годы.

По данным нефтегазогеологического районирования максимальные плотности ресурсов УВ — 150–200 тыс. т.у.т./км² — сосредоточены в отложениях континентального склона в пределах Западно-Лаптевской ступени и пояса флексурно-разломных смещений. Прогнозные ресурсы осадочного чехла кат. D₂ составили ~ 4 млрд. т.у.т., извлекаемые — 2,7 млрд. т.у.т. На площади работ закартировано 17 локальных поднятий (рис. 4), ресурсы которых оценены на уровне 1,4 млрд. т.у.т. Среди локальных объектов наиболее перспективными являются структуры, приуроченные к Ольгинскому валу, с локализованными ресурсами углеводородов 1,2 млрд. т.у.т.

В 2011–2013 гг. проведены комплексные геофизические работы (сейсморазведка 2D, гравиметрия, магнитометрия) на Притаймырском участке шельфа моря Лаптевых и к северо-востоку от Новосибирских островов. Наиболее отчетливо и убедительно различия волновой картины верхней части разреза, отождествляемой с осадочным чехлом, и нижней, которую можно сопоставить со складчатым основанием, наблюдаются на концах профилей, расположенных в непосредственной близости от складчатого обрамления Лаптевоморского бассейна. Полого-складчатые образования, слагающие основание молодой платформы, прослеживаются под кайнозойским (меловым-кайнозойским, в грабенах) чехлом, на глубине до 1–2 км в прибрежной части шельфа — Лено-Таймырской области пограничных поднятий. В северо-западном направлении комплексы основания погружаются до 5–6 км в пределах горстов и ступеней, достигая отметок 8–10 км в Южно-Лаптевской зоне прогибов. Поэтому в пределах Западно-Лаптевской рифтовой системы основные перспективы нефтегазоносности могут связываться

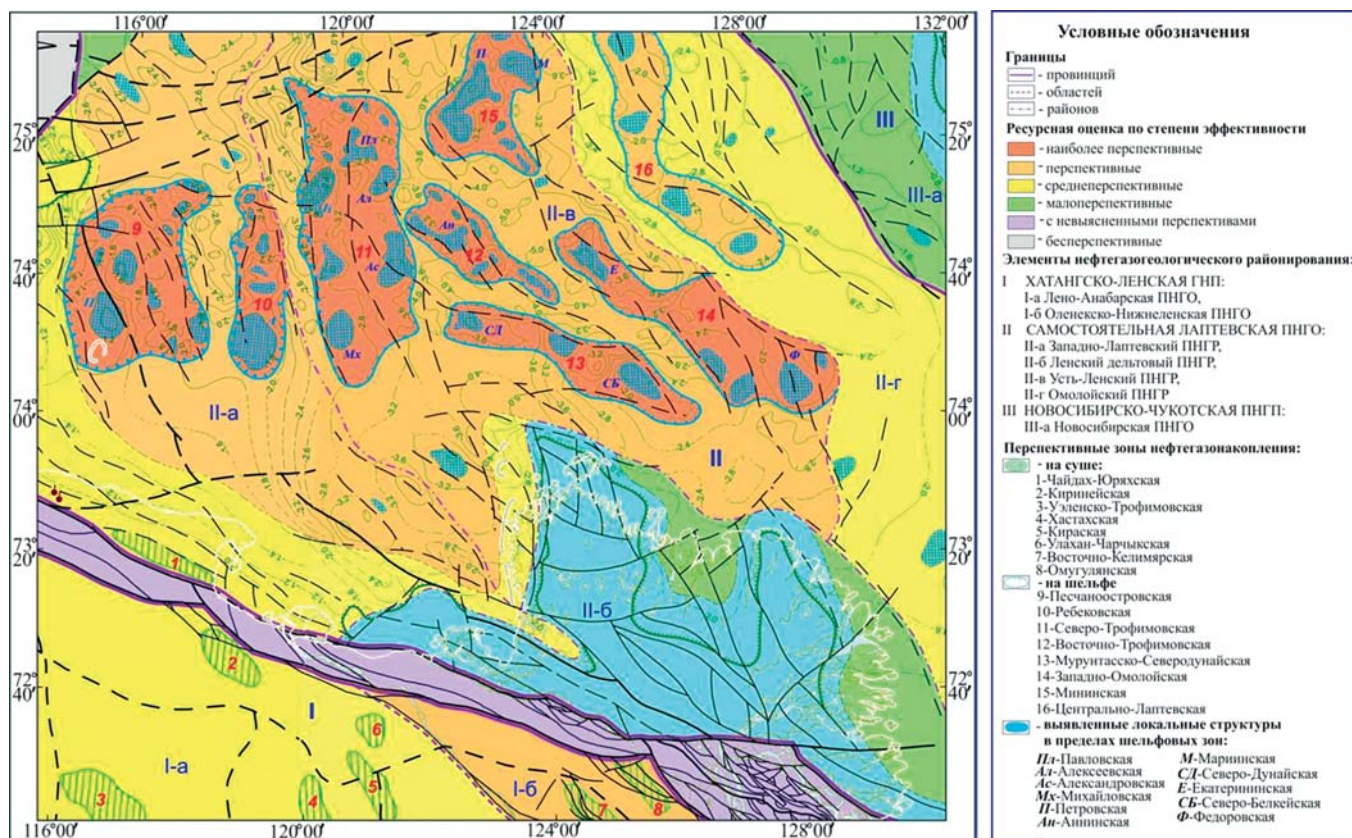


Рис. 4. Схема прогноза на нефть и газ в море Лаптевых

только с комплексами чехла: ниже-верхнемеловым и кайнозойским.

Исходя из этой модели строения разреза осадочного чехла моря Лаптевых (за эталон взят бассейн дельты р. Маккензи—моря Бофорта), начальные суммарные ресурсы УВ исследованной части моря Лаптевых были оценены в размере 3,1 млрд. т в нефтяном эквиваленте. Из них, извлекаемые НСР составили 2,7 млрд. т.у.т. По фазовому составу предполагается преобладание газовых ресурсов над нефтяными. Прирост локализованных ресурсов кат. D₂ в размере 190 млн. т получен за счет оконтуренных антиклинальных поднятий.

Континентальный склон Восточно-Сибирского моря

В 2012–2013 гг. с НИС «Дмитрий Наливкин» комплексные геофизические работы были продолжены на континентальной окраине Восточно-Сибирского моря (поднятие Де-Лонга). Они включали: сейсморазведку МОВ ОГТ 2D, надводные гравиметрические наблюдения, дифференциальные гидромагнитные наблюдения и эхолотирование дна.

Судно было оснащено: 648-канальной косой длиной 8 100 м, 2 линиями пневмопушек объемом 3400 in³, гравиметрами Чекан — АМ, магнитометрами SeaSPY. Было исследовано 3 600 пог. км по сети профилей через 20–30 км. Осадочный чехол, благодаря использованию 8,1 км косы, достаточно детально исследован до глубины 14,0 км. Строение чехла определяют границы, соответствующие региональным стратиграфическим несогласиям и данным бурения скважины ACEX-302: — А (апт- альбская эпоха), ESS1 (верхний мел — палеоген), ESS2base (в палеоцене), ESS2 (в олигоцене), ESS3 base (предмиоценовое или раннемиоценовое, ESS3 (миоценовое). Осадочные комплексы верхнего мела-кайнозоя Лаптевской плиты непрерывно прослеживаются на территорию Восточно-Сибирской плиты, где разрез осадочного чехла наращивается снизу нижнемеловыми отложениями апта и альба. Судя по отчетливо выраженному межрегиональному несогласию (огLS3 или RU), прослеженному через весь Северный Ледовитый океан (СЛО), два самых верхних сейсмокомплекса присутствуют и на хребте Ломоносова, и на хребте Гаккеля. Структурная эволюция континентальной окраины Восточно-Сибирского моря тесно связана с кайнозойскими нисходящими движениями в СЛО, формирующими абиссальную область океана как единую депрессию.

Развитие бассейнового осадочного чехла представляется в виде трех периодов погружения: рифтового (до раннего палеоцена), пострифтового («теплого» палеоцено-олигоцен и «холодного» неоген), плитного (плейстоцен). Учитывая сходство скоростных параметров и волновых полей осадочных пород хребта Ломоносова с осадочным комплексом впадин Амундсена и Нансена, можно сказать, что до возникновения морфологически выраженных хребтов Ломоносова и Гаккеля на месте современного Евразийского бассейна (включая хребет Ломоносова) существовал единый бассейн осадконакопления. На структурно-тектонической схеме поверхности акустического основания отчетливо выделяются шельфовая, глубоководная части и переходная область флексурно-разломного смещения. Тектонический план определяет пояс флексурно-разломного смещения, разграничивающий единую область континентального рифтогенеза и растяжения коры на шельфовую и глубоководную части. В районе исследований хребет Ломоносова и прилегающий Евразийский шельф представляют собой единый ансамбль континентальных геологических структур с общей исто-

рией геологического развития [7]. Сопоставлены и увязаны данные по району полевых исследований с материалами работ по профилю А7 (о. Котельный — хребет Ломоносова). Строение земной коры изучено до глубин 22–30 км. Прослежена граница Мохоровичича, уточнена ее структура. Отмечен подъем поверхности Мохо в своде поднятия Де-Лонга, подтверждающий наличие «плюма». Структуру шельфовой части определяют элементы прогиба Северного, поднятия Де-Лонга и Новосибирского прогиба. Структуру глубоководной части — впадина Амундсена, поднятие хребта Ломоносова, Южно-Ломоносовская седловина и котловина Подводников. Современный структурный план сформировался в результате неотектонического погружения внутренних областей океана и дифференцированного проседания конседиментационных поднятий раннеокеанической стадии. Сформированная структура осадочного чехла, по-видимому, не претерпела довольно существенных изменений.

Прогнозные геологические ресурсы нефти и газа в осадочных бассейнах континентальной окраины Восточно-Сибирского моря составляют 0,9 млрд. т усл. углеводородов. На рис. 4 приведена сводная карта нефтегазоносности моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря.

Заключение

Развивая инновационный вектор морских ГРП на шельфе, ОАО «МАГЭ» значительно увеличила нефтегазовый ресурсный потенциал арктического шельфа России и в первую очередь на акваториях, ранее недоступных для исследований стандартными методами изучения — центральной глубоководной части Северного Ледовитого океана, транзитных зон и континентального склона. Из наиболее значимых необходимо отметить:

разработанный и запатентованный собственный аппаратный комплекс и созданную на его базе инновационную технологию для работы в арктических условиях (Подледные технологии съемки — IPD), позволившую впервые в мире выполнить комплексные геофизические исследования в районе Северного Полюса;

разработана технология многокомпонентной сейсмической съемки 2D 4C на разрезе *море-транзитная зона-суша* единым технологическим комплексом и выполнены первые производственные работы на шельфе Печорского моря и прибрежной зоне Ямала, открывающие новый этап технического развития в отрасли и делающие доступным проведение многокомпонентных (4C) сейсморазведочных работ в Арктике, обеспечивая постепенный переход к многоволновой сейсморазведке;

закартирована Северо-Баренцевская нефтегазовая мегапровинция с прогнозными ресурсами осадочного чехла до глубины 7 км, содержащего 23 млрд. т.у.т., из них на долю извлекаемых ресурсов приходится 18,5 млрд. т.у.т., при этом высока вероятность обнаружения нефтяных залежей;

впервые на континентальном склоне арктического шельфа России выполнены комплексные исследования с использованием 8,1 км сейсмической косы, позволившей изучить более глубокие слои осадочного чехла Восточно-Сибирского моря и выявить прогнозные геологические ресурсы нефти и порядка 0,9 млрд. т.у.т.

ЛИТЕРАТУРА

1. Артюшков, Е.В. Механизмы образования сверхглубоких прогибов: Северо-Баренцевская впадина. Перспективы нефтегазоносности / Е.В. Артюшков, И.В. Беляев, Г.С. Казанин, С.П. Павлов, П.А. Чехович, С.И. Шкарубо // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 821–846.

2. Иванов, Г.И. Морская Геофизика на самом современном уровне / Г.И. Иванов // Нефть. Газ. Новации. — 2014. — № 1. — С. 28–30.
3. Казанин, Г.С. Геофизические исследования в районе Северного Полюса / Г.С. Казанин, И.В. Заяц, Г.И. Иванов, Е.С. Макаров, А.С. Васильев // Океанология. — 2016 — Т. 56. — № 2. — С. 333–335.
4. Казанин, Г.С. Инновационные технологии — основа стабильного развития ОАО «МАГЭ» / Г.С. Казанин, Г.И. Иванов // Разведка и охрана недр. — 2014. — № 4. — С. 3–7.
5. Казанин, Г.С. Комплексная геофизическая экспедиция к северному полюсу — «Арктика-2014» / Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, Е.С. Макаров // Научно-технические проблемы освоения Арктики. РАН. — М.: Наука, 2015. — С. 162–165.
6. Казанин, Г.С. Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Баренцева моря / Г.С. Казанин, В.В. Шлыкова, С.П. Павлов, С.И. Шкарубо, Г.И. Иванов, Т.А. Кириллова-Покровская // Нефть. Газ. Новации. — 2016. — № 1 (183). — С. 26–29.
7. Казанин, Г.С. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности российского шельфа / Г.С. Казанин, С.И. Шкарубо, И.В. Заяц, С.П. Павлов // Разведка и охрана недр. — 2014. — № 4. — С. 7–12.
8. Казанин, Г.С. НИС «Геофизик»: новый инженерно-геологический комплекс / Г.С. Казанин, А.С. Макаров, Г.И. Иванов, М.В. Саркисян // Нефть. Газ. Новации. — 2016. — № 1 (183). — С. 60–64.
9. Супруненко, О.И. Обратная сторона «шельфового монополизма» / О.И. Супруненко, В.В. Суслова, Т.Ю. Медведева, С.Ф. Стоянов // Нефть России. — 2014. — № 9. — С. 26–33.
10. Каминский, В.Д. Минерально-сырьевые ресурсы арктической континентальной окраины России и перспективы их освоения / В.Д. Каминский, О.И. Супруненко, А.Н. Смирнов // Арктика: экология и экономика. — 2014. — № 3 (15). — С. 52–61.

© Коллектив авторов, 2016

Казанин Геннадий Семенович // info@mage.ru
 Иванов Геннадий Иванович // ivanov.gi@mage.ru
 Заяц Игорь Владимирович // zayatsi@mage.ru
 Казанин Алексей Геннадьевич // a.kazanin@mage.ru
 Макаров Евгений Станиславович // makarov@mage.ru
 Шкарубо Сергей Иванович // sergeysh@mage.ru
 Павлов Сергей Петрович // sergeyp@mage.ru
 Нечхаев Сергей Александрович // nechkhayev@mage.ru

НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

УДК 550.8:528:553.04 (470)

Петров О.В. (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), Морозов А.Ф. (Роснедра),
 Шишкин М.А., Шатов В.В., Зубова Т.Н. (ФГБУ «ВСЕГЕИ»)

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕДР РОССИИ: СОСТОЯНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ МСБ

*Рассматривается роль и перспективы регионального геологического изучения недр для формирования фундаментальной информации о геологическом строении и минерагеническом потенциале территории Российской Федерации. Комплекты Государственных геологических карт различного масштаба, работы по созданию Государственной сети опорных геолого-геофизических профилей с параметрическим бурением обеспечивают уровень геологической изученности, необходимый для решения государственных задач, связанных с воспроизводством минерально-сырьевой базы, реализацией геополитических интересов и обороноспособности страны, обеспечения безопасности общества от воздействия опасных геологических процессов. **Ключевые слова:** Роснедра, геологическое изучение недр, Госгеолкарта, Атлас геологических карт, геологическая съемка, уровень геологической изученности, прогнозные ресурсы, перспективные участки для постановки поисков.*

Petrov O.V. (VSEGEI), Morozov A.F. (Rosnedra), Shishkin M.A.,
 Shatov V.V., Zubova T.N. (VSEGEI)

GEOLOGICAL STUDY OF RUSSIAN SUBSURFACE: STATE, PROSPECTS OF EXPANSION AND DEVELOPMENT OF MINERAL RESOURCES BASE IN RUSSIA

Considers the role and prospects of regional geological study of the subsurface to generate fundamental information about the geological structure and metallogenic potential of the Russian Federation. Sets of the State Geological Maps at different scales,

*creation of the State network of reference geological and geophysical lines with parametric drilling provide a level of geological knowledge needed to solve national problems associated with rehabilitation of the mineral resource base, implementation of geopolitical interests and the country's defense, security of society from exposure to hazardous geological processes. **Keywords:** Rosnedra, geological study of the subsurface, State Geological Map, Atlas of geological maps, geological survey, level of geological knowledge, inferred resources, areas promising for prospecting.*

В настоящее время региональное геологическое изучение недр является основным и фактически единственным системным направлением геологических исследований, которое формирует банк фундаментальной информации о геологическом строении и минерагеническом потенциале территории Российской Федерации. В рамках этой деятельности создаются комплекты Государственных геологических карт различного масштаба, проводятся работы по созданию Государственной сети опорных геолого-геофизических профилей с параметрическим бурением, обеспечивающие уровень геологической изученности, необходимый для решения государственных задач, связанных в том числе и с воспроизводством минерально-сырьевой базы.

Кроме того, эти работы способствуют реализации геополитических интересов и обороноспособности страны, а также используются в промышленном и гражданском строительстве, в освоении территорий и обеспечении безопасности государства и общества от воздействия опасных геологических процессов.

В начале этого года в соответствии со статьей 36.1 Закона Российской Федерации «О недрах» произошли концептуальные изменения, касающиеся осуществления через государственные учреждения всех мероприятий по государственному геологическому изучению недр территории России и ее континентального шельфа. Федеральным