

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

*В.И. Гончаров, В.Е. Глозов, А.В. Гревцев**Северо-Восточный комплексный научно-исследовательский институт ДВО РАН, г. Магадан*

В статье обобщены результаты исследований по проблемам нефтегазо- и угленосности Северо-Востока России. Приведены качественные и количественные характеристики энергетических свойств природных углеводородов, а также сведения об условиях их локализации и масштабах распространения. Рассмотрены способы возможного производства жидких нефтепродуктов из углей и использования в хозяйственных целях внутреннего тепла Земли. Выполнена прогнозная оценка ресурсов наиболее важных для экономики региона топливно-энергетических видов сырья: углеводородов, каменных и бурых углей, синтетической нефти, торфа, термальных вод. По расчетам авторов, геологические ресурсы по осадочным бассейнам региона составляют: нефти – 27261 млн т, угля всех марок – 202,1 млрд т, разведанные запасы торфа – 51 млн т. Синтетический углеводородный потенциал бурогоугольных месторождений региона при использовании метода гидрогенизации угля достигает 26,4 млрд т. Геотермические ресурсы представлены петро- и гидрогеотермическими. Среди последних имеются термальные воды источников и глубоких осадочных бассейнов с температурой выше 20°C.

Ключевые слова: осадочный бассейн, углеводороды, уголь, торф, ресурсы, Северо-Восток России.

В настоящей работе Северо-Восток России (СВР) рассматривается как часть Евразийского континента (без Камчатской области), ограниченного с запада Верхоянским хребтом и омываемого морями Северного Ледовитого и Тихого океанов. Площадь региона (без шельфа) более 2,3 млн км², население около 500 тыс. чел. В его состав включены восточные территории республики Саха (Якутия), северные – Хабаровского края, Магаданская область, автономные Чукотский и Корякский округа. Несмотря на очень малую плотность населения, удаленность от центральных областей РФ, суровые климатические условия, СВР был и остается важнейшим поставщиком на внутренние и внешние рынки золота, серебра, олова, вольфрама, сурьмы. Здесь открыты большеобъемные месторождения железа, ртути, полиметаллов, меди, молибдена, комплекса нерудных полезных ископаемых. В прилегающих акваториях добывается большая часть морепродуктов, потребляемых в стране и вывозимых за ее пределы. Вдоль побережий проходят трассы межрегиональных и межконтинентальных сообщений, таких как Северный морской путь, а воздушное пространство исключительно благоприятно для авиaperевозок из стран юго-восточной и восточной Азии в страны американских континентов.

Всё это позволяет считать СВР в перспективе очень крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов. Современная потребность региона в жидких нефтепродуктах составляет примерно

1 млн т/год, т. е. в среднем около 2 т на человека, что сопоставимо с расходом нефтепродуктов в технически развитых странах. Однако их основная доля, в отличие от урбанизированных территорий, расходуется здесь на отопление жилых и промышленных помещений, получение горячей воды, что вряд ли можно признать рациональным.

Все виды углеводородного топлива и значительная часть углей завозятся на СВР из других регионов России и из дальнего зарубежья, хотя уже давно доказана перспективность недр Северо-Востока на нефть, газ, угли, торф, внутреннее тепло Земли. Закономерности распространения и масштабы проявления их во многом определяются расположением рассматриваемой территории на стыке Тихоокеанского и Атлантического сегментов Земли, с чем связано ее очень сложное и крайне неоднородное геологическое строение. В контексте рассматриваемой проблемы геологические особенности территории нашли отражение в многообразии развитых здесь осадочных бассейнов (ОБ), наиболее благоприятных для формирования всех видов ископаемых топливно-энергетических ресурсов и прежде всего месторождений нефти и газа (рисунок).

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Перспективы нефтегазоносности СВР связаны с 19 относительно крупными осадочными бассейнами, которые различаются по размерам, истории раз-

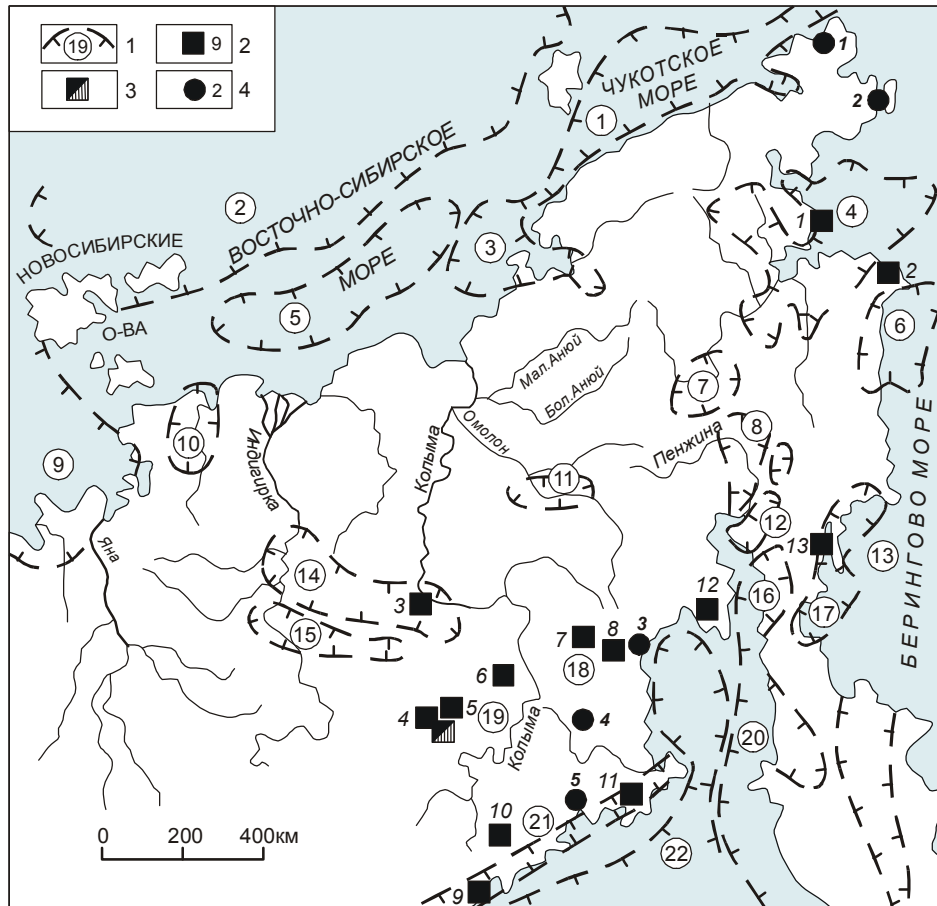


Рис. 1. Схема размещения топливно-энергетических ресурсов на Северо-Востоке России.

1- наиболее крупные осадочные бассейны, перспективные в морской акватории на нефть и газ, на суше – на уголь, торф и термальные подземные воды: 1 – Лонгско-Чукотский 2 – Новосибирский, 3 – Чаунский, 4 – Анадырский, 5 – Благовещенский, 6 – Хатырский, 7 – Марковский, 8 – Пенжинский, 9 – Лаптевско-Янский, 10 – Тастахский, 11 – Уляганский, 12 – Паропольский, 13 – Олюторский, 14 – Индигирский, 15 – Момский, 16 – Пусторецкий, 17 – Ильпинский, 18 – Кэнский, 19 – Эльгенский, 20 – Западно-Камчатский, 21 – Ямско-Тауйский, 22 – Северо-Охотский; 2 – разведанные месторождения каменных (к) и бурых (б) углей: 1 – Анадырское (б), 2 – Беринговское (к), 3 – Зырянское (к), 4 – Тал-Юряхское (к), 5 – Кадкчанское (к), 6 – Эльгенское (б), 7 – Кэнское (к), 8 – Галимовское (к), 9 – Кухтуйское (б), 10 – Челомджинское (к), 11 – Ланковское (б), 12 – Авековское (б), 13 – Корфовское (б); 3 – месторождение криогенно-окисленных углей, Аркагалинское; 4 – разведанные термальные источники: 1 – Нешканские, 2 – Чаплинские, 3 – Таватумские, 4 – Тальские, 5 – Мотыклейские.

вития, геотектоническому положению в региональных структурах, мощности, возрасту и вещественному составу осадочного чехла, особенностям внутреннего тектонического строения, характеристикам теплового поля, условиям накопления и трансформации органического вещества и ряду иных показателей, определяющих общий потенциал нефтегазоносности конкретных геологических структур [2, 8, 11, 12, 16]. По возрастным и историко-тектоническим признакам В.В. Иванов [12] разделил ОБ региона на бассейны геосинклинального, протоорогенного, дейтероорогенного и платформенного типов.

Бассейны геосинклинального типа приурочены к внутренним участкам области кайнозойской складчатости и к зонам современного геосинклинального развития. Они расположены в южной части Корякского нагорья, в Олюторско-Камчатской системе кайнозойских, и имеют подводные продолжения в акватории Берингова моря, а Наваринский размещен на его шельфе.

Наиболее изученным является Хатырский бассейн, из недр которого получены промышленные притоки углеводородных газов и нефти. Он расположен в прибрежной полосе юго-восточного склона

Корякского нагорья. Площадь его на суше около 4 тыс. км², протяженность 210 км, ширина от 15 до 40 км. Большая часть площади (примерно 23 тыс. км²) находится на шельфе и геологически плохо изучена.

Хатырский бассейн выполнен двухэтажным комплексом осадочных пород, мощность которых достигает 15 км. Нижний этаж слагают породы краевых шлейфов флишевой и пелитовой ассоциаций сенонового – среднеэоценового возраста. Верхний (верхнеэоценовый – четвертичный) представлен отложениями преимущественно молассовой формации. Среди них распространены аргиллиты, алевролиты, песчаники и конгломераты. В составе осадков неогенового возраста встречаются диатомовые аргиллиты и алевролиты.

Комплексные геохимические и литологические исследования показали, что наиболее высоким нефтематеринским потенциалом обладают породы палеогена, глины и кремнистые образования среднеэоценового возраста (майнопылгинская свита). Содержание органического вещества, нерастворимого в кислотах ($C_{\text{нр}}$), в них достигает 1,75 (медианное значение 0,82%), хлороформенного битума (ХБ) – до 0,78% (медианное значение 0,06%). Отложения катагенетически преобразованы до пород, отвечающих начальному и среднему мезокатагенезу ($МК_3$ – $МК_1$), что соответствует главной фазе нефтегазообразования. Это заключение подтверждено вскрытием нефтеносных ниже-среднеэоценовых отложений скв. 37 на Угловой площади [1]. Нефть смолистая, ее удельный вес 0,84 г/см³, в бензиновой фракции преобладают нефтеносные углеводороды, из метановых компонентов большая часть приходится на изомерные соединения, что позволяет считать полученную нефть незрелой, отвечающей ранней фазе генерации углеводородов.

Вертикальная газовая и гидрогеохимическая зональности Хатырского ОБ во многом определяются характером неотектонических движений. Участки бассейна, которые с середины миоцена подняты выше уровня моря, подверглись интенсивным эрозионно-денудационным и водообменным процессам. По данным геофизических исследований, глубина внедрения пресных вод достигает 500 м ниже современного уровня моря. К таким участкам приурочены многочисленные выходы керитов, мальты, асфальтитов, углеводородных газов, сероводородных подземных вод [6; 10]. В газах содержится метан (до 77,3% об.) и азот (до 55% об.); концентрация этана не превышает 0,3 % об.

На участках, где осадконакопление происходило в течение всего позднего кайнозоя, мощность зоны пресных вод в 3–5 км от берега моря на суше не превышает первых десятков метров. Ниже, до глуби-

ны не менее 2200 м, в осадках миоцена залегают соленые воды хлор-кальциевого типа с минерализацией 19,5–21,2 г/л. На более глубоких горизонтах в отложениях нижнего миоцена и олигоцена минерализация вод снижается до 8,6 г/л, состав их преобразуется в гидрокарбонатно-хлоридный, хлоридно-натриевый щелочного типа, что связано с дегидратацией глинистых минералов.

Состав газов, растворенных в подземных водах, меняется от метаново-азотного и метанового в зоне протокатагенеза до метановых с примесью до 3,23% об. тяжелых гомологов в зоне мезокатагенеза.

Приведенные данные свидетельствуют об очень высокой перспективности Хатырского нефтегазоносного бассейна, в значительной мере возрастающей по направлению к шельфу Берингова моря.

Бассейны протоорогенного типа связаны с различными по геотектоническому положению в региональных структурах и строению впадинами и прогибами, осадочный чехол которых представлен комплексом нижних и верхних моласс. Нередко в состав чехла включают подстилающие его формации предшествующей стадии геосинклинального развития. На Северо-Востоке России ОБ протоорогенного типа расположены в Анадырско-Корякской системе ранних кайнозой (Пусторецкий, Паропольский, Анадырский, Пенжинский) и в области мезозойской складчатости (Индиگیро-Зырянский, Момский, Уляганский).

Среди бассейнов этого типа наиболее полно изучен Анадырский, который размещен в низовьях рр. Великая, Анадырь, Канчалан и открыт в акваторию Анадырского залива. В геолого-структурном отношении он связан с одноименной наложенной впадиной в зоне сочленения северо-восточного фланга Корякско-Камчатской кайнозойской складчатой области с мезозоидами Чукотки и Чукотско-Сьюардского блока. Площадь бассейна на суше 19, на шельфе – 38 тыс. км².

На севере и северо-востоке бассейна осадочный чехол представлен неоген-четвертичными грубообломочными отложениями мощностью до 2–2,5 тыс. м, которые залегают на палеоэоценовых эффузивах. Последние перекрывают породы гетерогенного складчатого основания. На участках, прилегающих к побережью Анадырского лимана, под покровом палеоэоценовых эффузивов вскрыты морские терригенные и континентальные угленосные породы верхнего мела.

В южном и юго-западном секторах бассейна мощность неоген-четвертичных отложений возрастает до 3–4 тыс. м. Под ними залегают преимущественно глинистые и алевролитоглинистые образования верхнего эоцена – олигоцена мощностью до

3 тыс. м. Ниже в разрезе присутствуют толщи терригенных и терригенно-туфогенных отложений альбского – сенонского возраста. В данном секторе отчетливо проявились неотектонические движения с существенной горизонтальной составляющей, что выразилось в образовании надвигов, взбросов, осложненных следами течения глинистых масс, и бескорневых складок срыва.

Структура катагенетического поля Анадырского бассейна сложная [13], что свойственно всем глубоким кайнозойским ОБ. Наиболее “охлаждены” (слабо преобразованы) районы максимальных мощностей палеогеновых и неогеновых отложений. Относительно “прогреты” районы, где к поверхности приближены палеоцен-эоценовые эффузивы, а также меловые отложения промежуточного этажа и складчатого основания впадины.

Сложный характер катагенетического поля, разнообразие осадочных пород определяют неоднородность органо-геохимических параметров осадочных отложений.

Наиболее богаты органическим веществом ($C_{\text{орг}}$ до 1,2%) осадки неокома и позднего эоцена. Последние, наряду с глинистыми отложениями олигоценного возраста, содержат органическое вещество (ОВ) арконового и amino-арконового состава. Медианное значение ХВ равно 0,05%, углеводов (УВ) в ХВ – 6%. Катагенетическая преобразованность пород находится в пределах градаций поздний протокатагенез (ПК₃) – начальные стадии мезокатагенеза (МК₁ – МК₂). По указанным показателям палеогеновые осадочные породы отнесены к основным нефтегазоматеринским.

В современную эпоху в пределах суши породы осадочного чехла заморожены до глубины 220 м. Сквозные водопоглощающие талики достоверно установлены на участках развития рыхлых водно-ледниковых и речных образований, прилегающих к Корякскому нагорью. От очагов современной инфильтрации пресные воды отдельными рукавами проникают в недра бассейна до глубин не меньше 300–400 м. На этих участках ниже зоны пресных вод распространены солоноватые и слабосоленые, хлоридного кальциево-натриевого или натриевого состава хлор-кальциевого типа. На участках, заливавшихся во время плейстоценовых ингрессий морем, под многолетнемерзлыми породами находятся соленые воды с минерализацией до 30 г/л, хлоридного магниево-кальциево-натриевого составов, с отношением Cl/Vг в диапазоне 260–298.

В нижнемиоценовых, палеогеновых и верхнемеловых глинисто-алевролитовых образованиях, достигших градаций катагенеза МК₂-МК₃, на глубинах более 2000 м воды гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией до 5,3 г/л (скв. Р-6).

Площадная и вертикальная газогеохимические зональности связаны с гидрогеохимической и катагенетической. В общем плане азотные и азотно-метановые газы зафиксированы в единичных случаях в скважинах вблизи горно-складчатого обрамления на участках современной инфильтрации поверхностных вод. В зонах солоноватых и соленых вод неогеновых отложений, градации катагенетической преобразованности которых не более ПК₃, газы метановые, сухие, концентрация их от 85 до 96% об. Из гомологов фиксируется только этан (десятки долей % об.), содержание азота от 3 до 14% об., азот воздушного происхождения. Углеводородные газы, обогащенные тяжелыми гомологами (до пентана включительно), приурочены к интервалам осадочного чехла, в пределах которых средний уровень катагенеза пород соответствует градации МК₁-МК₂ и отмечена гидрохимическая инверсия. Концентрация гомологов достигает 17% об., а на Верхне-Телекайской площади из отложений нижнего миоцена получен приток газоконденсата 16,5 тыс. м³/сут на штуцере диаметром 7 мм. Суммарное содержание тяжелых гомологов здесь 34,2% об., метана – 60,6% об. Ниже по разрезу при увеличении градаций катагенеза до МК₃-МК₄ концентрация гомологов метана уменьшается, среди них преобладает этан.

Анадырский ОБ – единственный, в пределах которого разведаны месторождения углеводородов: нефти и газа – Верхне-Телекайское и Верхне-Эчинское, газоконденсата метанового состава – Западно-Озерное и Верхне-Телекайское [1].

Верхне-Телекайское нефтегазовое месторождение приурочено к двум локальным поднятиям на юго-западном склоне Майницкого прогиба, примерно в 25 км севернее подножия Корякского нагорья. Залежи УВ обнаружены в песчаниках собольковской свиты (N₁). Запасы нефти категории С₁ составляют 2,4 млн т, С₂ – 2,2 млн т. Прогнозные ресурсы – 15,4 млн т.

Верхне-Эчинское месторождение приурочено к одноименной положительной структуре в бассейне среднего течения р.Эчинку (правый приток р. Великой) севернее Корякского нагорья. Залежи УВ локализованы в песчаниках автаткульской свиты (N₁¹⁻²). Запасы нефти по категории С₁ равны 1,2 млн т, по С₂ – 0,3 млн т. Прогнозные ресурсы – 5 млн т.

В том же бассейне обнаружено два газоконденсатных месторождения метанового состава – Западно-Озерное и Верхне-Телекайское.

Западно-Озерное находится в центральной части южной геологической зоны Анадырского ОБ. Залежи газа приурочены к песчаникам озернинской свиты (N₁²⁻³). Запасы по категории С₁ составляют 5 млрд м³ и по С₂ – 1,8 млрд м³, что соответствует 6,8 млн т условного топлива.

В Верхне-Телекайском месторождении запасы метанового газа с тяжелыми гомологами (от 6 до 32% об.) приурочены к верхам собольковской свиты (N_1^1). Запасы газа по категории C_1 – 1,9 млрд m^3 , C_2 – 1 млрд m^3 .

Таким образом, Анадырский ОБ относится к нефтегазоносным. Разведанные месторождения нефти и газа незначительны по запасам, но их геотектоническая роль велика, так как они указывают на высокие перспективы нефтегазоносности беринговоморского шельфа.

Бассейны дейтероорогенного типа. Данный тип ОБ приурочен к наложенным орогенным впадинам и прогибам, возникновение и развитие которых непосредственно не связано с геосинклинальной предысторией складчатой области. К ним относятся мелкие послегеосинклинальные, часто угленосные впадины, выполненные породами верхнего мела, палеогена, миоцена, – Аркагалинская, Эльгено-Буюндинская, Омсукчанская, Балыгычано-Сугойская и др. Такого же типа и Ямско-Тауйский бассейн, наиболее изученный в нефтегазоносном отношении.

Ямско-Тауйский ОБ состоит из системы грабенов и мульд, наложенных на структуры Охотско-Чукотского вулканогенного пояса. Выполняющие бассейн отложения датируются олигоценом, ранним и средним миоценом [12, 15]. Они представлены породами речного и озерно-болотного происхождения: песчаниками, алевролитами, аргиллитами, конгломератами с пластами бурых углей. В верхнемиоценовых отложениях преобладают пески и песчаники с прослоями конгломератов, бурых углей и лигнитов, а в плиоцен-четвертичных – пески, гравий, галечники. Общая мощность осадочного чехла в Кавинско-Тауйской впадине до 2500 м, из которых около 2000 м занимают осадки олигоцена – среднего миоцена. В других объектах ОБ в пределах суши мощность осадочного чехла меньше указанных величин.

Возможно, к Ямско-Тауйскому следует отнести ОБ шельфа Тауйской губы, так как есть предпосылки считать некоторые прибрежные впадины (Ниже-Арманскую, Магаданскую, Мелководнинскую) наземными частями более крупной структурной единицы, южная часть которой продолжается на шельфе Охотского моря. По результатам интерпретации геофизических данных мощность осадочного чехла в ней до 5000 м [17].

Максимальная степень катагенетической преобразованности пород (до MK_1) отмечена в олигоценых слоях на глубине более 1000 м в Кавинско-Тауйской депрессии. Органо-геохимические показатели соответствуют катагенетической преобразованности начальной стадии мезокатагенеза. В алевролитоглинистых породах (градации PK_1 - PK_2) содержится от 0,1 до 7,6% $C_{нк}$, выход ХБ составляет от 0,03

до 0,13%, УВ в ХБ – от 0,4 до 18%, в среднем 2,1%. По данным инфракрасной спектроскопии и элементного анализа, органическое вещество – гумусовое и сапропелево-гумусовое. Осадочные отложения, измененные в градациях PK_2 - PK_3 , содержат $C_{нк}$ от 0,5 до 4,7%, медиана – 1,25%, количество ХБ – до 0,33%, содержание углеводов в ХБ в среднем 29,4%. Породы, катагенетически измененные в градациях PK_2 - MK_1 , характеризуются распределением $C_{нк}$ от десятых долей до 3,5%, содержание ХБ от 0,008 до 0,094%, медиана – 0,026%. Отчетливо проявлены миграционные перемещения подвижных компонентов ХБ, что иллюстрируется низким содержанием гетероэлементов в органическом веществе (< 5%), высокой концентрацией УВ (> 60% в ХБ), преобладанием среди УВ насыщенных соединений.

В гидрогеологическом отношении Ямско-Тауйский ОБ изучен плохо. Известно, что в его наземной части до глубины обычно 100–180 м породы заморожены. С подошвой многолетнемерзлых пород контактируют гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 0,2–0,3 г/л. С глубиной содержание растворенных солей возрастает и в Кавинско-Тауйской впадине достигает 2 г/л на глубине 700 м. При вхождении пород в зону позднего протокатагенеза PK_3 при возрастании роли гидрослюды в минеральном составе глинистой фракции минерализация подземных вод уменьшается до 0,66 г/л на глубине около 1000 м. Вариации в количестве растворенных солей вызваны изменениями в содержаниях гидрокарбоната и карбоната натрия.

Газогеохимическая зональность бассейна не изучена. В пределах его площади известны поверхностные проявления газа метанового состава с примесью этана с концентрацией не более сотых долей % об. В целом можно говорить о достаточно высоком потенциале материнских пород как для газо-, так и для нефтеобразования и о наличии условий его накопления на глубине более 1,5–2 км. Площади возможной нефтеносности и масштабы залежей определяются пространственным расположением и объемом пород участков бассейна с глубиной погружения подошвы кайнозойских отложений 2 км.

Бассейны платформенного типа связаны с обширными областями прогибания в прибрежных зонах дальневосточных морей – Восточно-Сибирского, Чукотского и Охотского. Арктические ОБ с эпимезозойским чехлом – Лаптевско-Янский, Тастахский, Северо-Колымский, Новосибирский, Чаунский, Лонго-Чукотский. Большая часть их площади находится в морских акваториях. В геологическом, геохимическом и гидрогеологическом отношении эти ОБ изучены очень плохо. Согласно геофизическим данным, им свойственны слабоконтрастная тектоника, неоднородность и многоярусность осадочного вы-

полнения, вызванная тем, что молодой чехол перекрывает разнообразные тектонические элементы доплитной стадии развития: дейтероорогенные грабены, протоорогенные и позднегеосинклинальные впадины мезозой, складчатые геосинклинальные комплексы и срединные массивы [12]. Перспективы нефтегазоносности связаны преимущественно с основанием плитного комплекса и погребенными под ним дейтеро-, прото- и позднегеосинклинальными формациями, местами и с комплексом основания бассейнов.

Северо-Охотский ОБ, выполненный кайнозойскими осадками, расположен на шельфе северной части Охотского моря. Отложения кайнозоя здесь несогласно перекрывают разнородные структурные элементы – подводные продолжения Охотского массива, Кони-Тайгоносской складчатой системы, Охотско-Чукотского вулканогенного пояса [12, 14]. По данным бурения параметрических скважин в осадочном чехле выделяются четыре комплекса: грубообломочный средне-позднемиоценового возраста мощностью до 500 м, кремнисто-глинистый олигоцен-раннеплиоценовый мощностью около 2000 м, терригенный эоцен(?)–олигоценый мощностью около 400 м и вулканогенный, предположительно поздне-меловой – фундамент ОБ. По геофизическим данным, общая мощность пород осадочного выполнения бассейна достигает 6–7 км. Степень катагенетической преобразованности изученных кайнозойских отложений от ПК₁ до МК₂. Содержание C_{нк} в тонкозернистых породах от 0,16 до 2,23%, среднее – 1,1%. Наиболее обогащены C_{нк} отложения в зоне мезокатагенеза. Для ХБ свойственно преобладание асфальтово-смолистых компонентов (38,1–89,3%, среднее 70,6%). Содержание УВ в хлороформном битумоиде растет с глубиной от 10–5 до 50–60%. Среди УВ преобладают метаново-нафтенные соединения. В составе органического вещества велика доля алифатической составляющей. Генерационный потенциал в среднем 1090 г/т УВ при колебаниях от 200 до 2100 г/т УВ. В целом кайнозойский разрез характеризуется высокими нефтематеринскими возможностями. Сведений о газовой и гидрогеохимической зональности нет. По электрокаротажным материалам можно судить о схожести минерализованных подземных вод по составу и содержанию микрокомпонентов в двух верхних комплексах пород с современной морской водой.

Таким образом, приведенные данные по геологическому строению, геохимии органического вещества, составу газов и подземных вод кайнозойских ОБ свидетельствуют о том, что в составе пород осадочного выполнения преобладают глинистые, терригенные и кремнистые породы, которые при соответствующем уровне катагенеза могут быть газомате-

ринскими и удовлетворительными нефтематеринскими. Более высокими нефтепроизводящими способностями обладают кремнистые и кремнисто-глинистые образования. Во всех случаях относительно повышенными концентрациями органического вещества и углеводородов отличаются отложения эоцен – олигоценного возраста. В.В. Иванов с соавторами [13] объясняют это тем, что отложения среднего и верхнего палеогена формировались в эпоху максимума морской трансгрессии и планации суши. В этих же бассейнах есть условия для аккумуляции и сохранения залежей нефти и газа. Определить прогнозные ресурсы этих залежей в вышеуказанных ОБ можно, используя прямую зависимость между площадями ОБ, мощностями и объемами их осадочных чехлов, органо-геохимическими характеристиками пород и ресурсами УВ. Выполненные расчеты по наиболее перспективным бассейнам отражены в таблице 1.

Приведенные в таблице 1 величины ресурсов УВ, при всей субъективности и слабой обоснованности использованного метода подсчета, характеризуют порядок возможных запасов углеводородного сырья в ОБ и позволяют выделять среди них наиболее привлекательные для организации поисков нефти и газа. По плотности запасов нефти наиболее перспективными являются Хатырский ОБ в Чукотском АО, Северо-Охотский ОБ в Магаданской области и Лаптевско-Янский ОБ в Республике (Саха) Якутия.

УГЛЕНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

В настоящее время ископаемые угли региона являются единственным реально используемым видом топливно-энергетических ресурсов. Всего за период геологического освоения СВ России, примерно за 70 лет XX века, здесь открыто около 100 месторождений каменных и бурых углей. Первые угленосные отложения были обнаружены в верхнепермских образованиях, но сейчас они имеют скорее научный интерес, нежели промышленный. По данным Г.Г. Попова [4, 5], наиболее значительные залежи углей формировались в раннемеловое время и до неогена включительно.

По качеству угли СВ России весьма разнообразны – от антрацитов до бурых. Как правило, нижнемеловые угли – от антрацитов до длиннопламенных, верхнемеловые – газовые, длиннопламенные до переходных к бурым. Палеогеновые и неогеновые угли – бурые, от землистых до переходных к каменным. В таблице 2 приведены данные о запасах углей СВ России по наиболее значимым площадям и месторождениям. При более высокой степени геологической изученности возможно открытие новых месторождений. Описания наиболее экономически важных угленосных площадей приведены ниже.

Таблица 1. Характеристика и сырьевой потенциал осадочных бассейнов на СВ России (с использованием данных ВНИГРИ, МГУ).

Осадочные бассейны	Площадь, тыс. км ²		Объем осадочного выполнения, тыс. км ³ (общий)	Ресурсы УВ: Геологические извлекаемые	
	на суше	на шельфе		нефть, млн т	газ, млрд м ³
ОБ геосинклинального типа					
Хатырский	4,0	23,0	81,0	650/200	465/396
Олюторский	12,0	14,0	70,0	190/190	200/160
ОБ протоорогенного типа					
Анадырский	19,0	38,0	170,0	713/210	712/606
Пенжинский	28,0	3,0	60,0	90/26	142/120
Пусторецкий	10,0				82/70
Индигиро-Зырянский	70,0		530,0	2500/700	1400/1100
ОБ дейтероорогенного типа					
Ямско-Тауйский	7,0	5,0	18,0	18/6	22/16
ОБ платформенного типа					
Лаптевско-Янский*	110,0	180,0	700,0	3100/1100	2000/1700
Новосибирский	260,0	1500,0	5000,0	13000/6000	6000/5400
Лонгско-Чукотский	5,0	220,0	350,0	1400/650	3000/2500
Северо-Охотский		150,0	600,0	5600/1500	3600/300
Всего	525	2133,0	7579,0	27261/10582	17623/12368

*До меридиана устья р. Лены.

Таблица 2. Запасы углей Северо-Востока России по данным Северо-Восточного геологического управления [4, 5].

Угленосные площади, месторождения	Общие геолог. запасы, млрд. т	В том числе балансовые						
		Всего	По степени метаморфизма					
			А+Г	ПС+К+ПЖ	Г	Д	Б	
Индигиро-Зырянская	102,6	81,3		81,3				
Анадырская	67,3	67,3				32,1		35,2
Аркагалинская	1,1	0,7				0,7		
Чаун-Чукотская	1,3	1,3		1,3				
Омсукчанская	2,9	2,6	2,6					
Охотская	10,0	2,4						2,4
Авековское месторождение	13,9	5,5						5,5
Эльгенское месторождение	2,4	2,4						2,4
Омолонская	0,6	0,6				0,6		
Всего	202,1	164,1	2,6	82,6		33,3		45,5

Индигиро-Зырянская угленосная площадь находится в пределах Республики Саха (Якутия) вблизи границы с Магаданской областью.

Угленосные отложения представлены зырянской осадочной серией раннемелового возраста суммарной мощностью около 8700 м. Всего в этом разрезе содержится более 100 пластов углей мощностью обычно до 2 м, но есть отдельные слои мощностью до 7 м. Степень метаморфизма углей отражена в таблице 2.

Наиболее полно изучено качество углей эксплуатируемого Зырянского месторождения. Средняя по месторождению зольность углей – 13,2%, рабочая влажность – 8%, содержание общей серы – 0,3%, выход летучих – 32%, содержание углерода в пределах 85–87%, водорода – менее 6%, т.е. угли близки к марке Ж. Их теплотворная способность в среднем 35,3 тыс. кДж/кг. Угли способны коксоваться и давать крепкий металлургический кокс в смеси с отошающими добавками.

Анадырская угленосная площадь расположена в Чукотском автономном округе. Угленосными являются отложения верхнего мела и палеогена общей мощностью до 5000 м. В пределах этой площади важное экономическое значение имеют угли Анадырского и Беринговского месторождений.

Анадырское месторождение примыкает к черте г. Анадырь, находясь на побережье одноименного залива Берингова моря. Угли палеогенового возраста слагают семь рабочих пластов мощностью 1,0–14,55 м. По степени метаморфизма они бурые и переходные к каменным. Их качество характеризуют следующие показатели: влажность – от 15,5 до 22,6%, зольность – от 6,8 до 27,8%, сера общая – от 0,13 до 2%, выход летучих – 44–51%, теплотворная способность – 28,5–31,6 тыс. кДж/кг, содержание углерода – до 81,2%, водорода – до 6,3%.

Беринговское месторождение находится на берегу б. Угольная Анадырского залива. Угли позднемелового и палеогенового возраста. Мощность рабочих пластов до 2,5 м. Угли гумусовые, по степени метаморфизма вне зоны выветривания относятся к газовым (марка Г). Качество верхнемеловых углей характеризуется средними показателями: зольность – 21,0%, сера общая – 70,0–74,0%, выход летучих – 31,0%, теплотворная способность – 34 тыс. кДж/кг. Содержание углерода – 79,0%, водорода – 5,1%. Палеогеновые угли отличаются меньшей зольностью (средняя 11,5%), большим выходом летучих компонентов (средний 44,0%) и большей теплотворной способностью – 34,6 тыс. кДж/кг. Содержание углерода в них – 81,0%, водорода – 5,9%. По данным института “Ленгипрошахт”, беринговские угли легко обогатимы и пригодны для коксования при условии снижения в них содержания сульфидной серы.

Аркагалинская угленосная площадь принадлежит Магаданской области. Она располагается в бассейне р. Аркагалы в пределах водосборной площади верховьев р. Колымы. Угленосными являются терригенные отложения раннемелового возраста общей мощностью 500–600 м. На долю угольных пластов приходится от 9–12 до 22–26% приведенной мощности осадков. Все угли гумусовые, степень углефикации от длиннопламенных (Д) до газовых (Г). Качество газовых углей одной из шахт (Кадыкчанской) характеризуют следующие показатели: средняя зольность – 11,0%, содержание влаги – 14,3%, общей серы – 0,41%, выход летучих – 38,0%, теплотворная способность – 31,5 тыс. кДж/кг. Длиннопламенные угли разреза “Тал-Юрях” имеют среднюю зольность 15,0%, содержание влаги – 16,0%, общую серу – 0,3%, выход летучих – 41,0%, теплотворную способность – 29,2 тыс. кДж/кг. Особенность аркагалинских углей из криолитозоны – наличие продуктов неполного окисления в виде органических кислот гумусовых и

низкомолекулярных (уксусной, янтарной, щавелевой и др.) с содержанием до 5,0%. По данным лабораторных и промышленных испытаний, после полукоксования из аркагалинских углей может быть получено топливо, удовлетворяющее требованиям, предъявляемым к литейному коксу.

Из буроугольных месторождений, распространенных в дейтероорогенных впадинах на северном побережье Охотского моря, наиболее подготовлено для эксплуатации Ланковское. Средняя зольность его углей – 10%, влажность – 48%, содержание общей серы – 0,2%, теплотворная способность – 25,6 тыс. кДж/кг.

Таким образом, угли Северо-Востока России разнообразны по качеству и могут использоваться для разных хозяйственных целей, в том числе и для металлургического производства.

ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Горючие сланцы как вид топливно-энергетических ресурсов на СВ России распространены крайне ограничено. Известно только одно их проявление – Омолонское, расположенное в среднем течении р. Кедон. Оно приурочено к морским нижне- и среднетриасовым отложениям. Горючие (битуминозные) сланцы, по данным В.М. Завадовского (1951 г.), образуют прослой мощностью от 0,15 до 2,2 м среди темно-серых аргиллитов. Содержание органического вещества в сланцах – от 12,24 до 23,5%, зольность – от 76,5 до 87,8%. При полукоксовании сланцев выход смолы в среднем составляет 2,67%, газа – не более 7,75%, полукокса – от 85,7 до 94,3%. Запасы сланцев не подсчитаны.

ТОРФОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Северо-Восток России относится к горным регионам. Тем не менее, здесь повсеместно распространены скопления торфов преимущественно мохового, травяно-мохового и травяного состава. Образованию их способствуют практически сплошное развитие многолетнемерзлых пород с глубиной сезонного протаивания, как правило, 1–1,5 м и преобладание осадков над испарением в летнее время года. В силу этого на равнинных и выположенных участках уровни подземных вод часто совпадают с дневной поверхностью и происходит их заболачивание. Наиболее активно торфообразовательные процессы проявились около 10 тыс. лет назад в начале голоценового оптимума. Торфяные ресурсы Северо-Востока РФ довольно значительны, но изучались они только в Магаданской области на юге региона. В 1944–1945 гг. торф некоторых месторождений применяли как топливо. В последующие годы торфяные месторождения разведывались для использования торфа в качестве удобрения. Всего разведано около 50 место-

рождений с общими запасами 51 млн т. Из них в 10 месторождениях сосредоточены 43 млн т торфа. Теплота сгорания торфов от 17100 до 25000 кДж/кг, или от 4200 до 6000 ккал/кг. Повышенная теплотворная способность свойственна пушицевым торфам, характеризующимся повышенной битуминозностью. Разведанные запасы соответствуют примерно 35 млн т условного топлива. Ресурсы их значительно превышают указанную величину, поэтому торф следует считать реальным видом топливо-энергетического сырья. Это утверждение может быть подкреплено и тем доводом, что торф, как и уголь, может стать источником получения синтетических жидких нефтепродуктов.

О ПЕРСПЕКТИВАХ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОЙ НЕФТИ

В последнее десятилетие во многих странах пробудился интерес к получению жидких нефтепродуктов (бензина, дизтоплива) из отходов нефтехимической и пищевой промышленности, прежде всего из парафина, углеводородных газов, углей и торфа. Наиболее известные способы ожижения углей и торфа – термохимический (гидрогенизация), пиролизический (полукоксование) и синтин-процесс (синтез Фишера – Тропша).

На СВ России изучались возможности получения жидкого моторного топлива из углей ряда месторождений. Исследования проводили О.В. Максимов в лаборатории бывшего Дальстроя, а также сотрудники ВНИИ по переработке нефти и газа и получению искусственного жидкого топлива. Сделан вывод о слабой способности длиннопламенных и газовых каменных углей к ожижению термохимически-

ми способами. Изучение возможности газификации углей, подобных аркагалинским, во ВНИИ показало, что получаемый газ пригоден для изготовления моторного топлива. Генераторный газ имеет следующий состав, в % об.: CO – 23–29, CO₂ – 2–7, H₂ – 4–12, CH₄ – 2–4, O₂ – 0,5–0,28 [4].

Перспективны для получения синтетических нефтепродуктов бурые угли. При лабораторных опытах по гидрогенизации углей Эльгенского месторождения (бассейн среднего течения р. Колымы) получено, в %: бензина до 18, дизтоплива до 26, мазута до 47. Ожижение органической массы составляет 80–90%.

Аналогичные результаты были получены при экспериментальных ожижениях бурых углей Охотской угленосной площади (Ланковское, Мелководнинское и Авековское месторождения).

Экспериментальное изучение торфов в качестве источника жидкого топлива проведено нами в лабораторных условиях с использованием торфа со степенью разложения 34%. При пиролизе (температура 500°C) получено полукокса 39,3%, дегтя – 16,2%. Обращает на себя внимание повышенный выход дегтя, т.е. в определенных условиях торф может быть использован для получения жидких нефтепродуктов наиболее простым методом пиролиза.

В 1978 г. сотрудники СВКНИИ ДВО РАН Б.А.Клубов и В.Н.Воропаев подсчитали запасы жидкого моторного топлива в углях региона при условии получения его способом пиролиза и гидрогенизации (таблица 3).

Данные таблицы 3 ориентировочны, но, тем не менее, они свидетельствуют, что из буроугольных

Таблица 3. Синтетический углеводородный потенциал буроугольных месторождений СВ России, млн т.

Угленосные площади, месторождения	Геолог. запасы угля	Запасы жидкого топлива	
		При пиролизе	При гидрогенизации
Охотская			
всего,	10000	1206,0	3699,0
включая месторождения:			
Сигланское	2676,0	320,0	865,0
Мелководненское	505,0	61,0	173,0
Ланковское	3048,0	370,0	1198,0
Кухтуйское	3115,0	375,0	1169,0
Мареканское	656,0	80,0	294,0
Анадырская *	24510,0	2941,0	17160,0
Авековское	13910,0	1669,0	4450,0
Эльгенское	2930,0	352,0	997,0
Финиш и Тыганья (верховья р. Индигирки)	250,0	30,0	110,0
Всего	51600,0	6198,0	26416,0

*Расчет проведен для углей марки Б до глубины залегания 300 м.

месторождений можно получать нефтепродукты в количествах не меньших, чем из месторождений нефти и газа с подсчитанными прогнозными и извлекаемыми запасами.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Условно этот вид ресурсов можно разделить на петро- и гидрогеотермические. Первые изучены сотрудниками Ленинградского горного института. Распределение их по площади в общем плане контролируется положением и строением специфических структур региона [3, 9]. Материалы этих исследователей, а также новые данные, полученные при бурении глубоких скважин (до 3500 м) в Корякско-Камчатской складчатой области [7], показывают, что наиболее высокие температурные градиенты свойственны разрезам осадочного чехла бассейнов геосинклинального и протозорогенного типов (до $4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$). Теплопроводность осадочных пород характеризуется примерным значением $3,5 \cdot 10^{-3}$ кал/(см·сек·град).

В Охотско-Чукотском вулканогенном поясе в пределах полей распространения эффузивов мелового возраста термоградиенты изменяются от $2,7$ до $3,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В складчатых системах и зонах мезозой, сложенных породами геосинклинальных формаций, геотермические градиенты в пределах $2,7$ – $3,1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и характерны для триасово-юрской песчано-глинистой толщи, имеющей теплопроводность от 5 до $7 \cdot 10^{-3}$ кал/(см·сек·град). Сравнительно пониженные геотермические градиенты ($2,2$ – $2,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) наблюдаются в палеозойских породах, представленных метаморфизованными известняками, доломитами, песчаниками с теплопроводностью $(6,6$ – $7,5) \times 10^3$ кал/(см·сек·град). Наиболее низкие геотермические градиенты ($1,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) отмечены в толщах образований протерозойского и архейского возраста (кристаллические сланцы, гнейсы, кварциты и т.д.). Их теплопроводность наибольшая и достигает $8,5 \cdot 10^{-3}$ кал/(см·сек·град).

Таким образом, на большей части площади региона существуют благоприятные условия для использования внутреннего тепла Земли в целях организации горячего водоснабжения, отопления, выработки электроэнергии.

Совершенно новое направление использования внутреннего тепла Земли для выработки электроэнергии представляет предлагаемая нами схема, использующая энергоноситель – жидкость, испаряющуюся при температуре до 40 – 50°C (аммиак, гомологи метана, фреоны и т.д.), которая может циркулировать в замкнутой схеме: поверхность – земные недра. Конденсация энергоносителя происходит на земной поверхности в специальных кондиционерах при отрицательных зимних температурах. Жидкий носи-

тель самотеком поступает по скважине в недра, где за счет внутреннего тепла Земли нагревается и превращается в газ, который силой собственного давления выталкивается по параллельной скважине на дневную поверхность. Кинетическая энергия газового потока превращается в специальных установках в электрическую, затем газ снова конденсируется за счет охлаждения, и цикл повторяется. По этому принципу проектируют электростанции, использующие разницу в температурах воды на поверхности моря и в его глубинах. Эта разница в морях не превышает 30°C , в условиях региона её можно удвоить, увеличив, соответственно, и КПД установки. Возможно аккумулировать энергию ветроустановок в недрах Земли с последующим самонагревом закачиваемого воздуха и увеличением давления в емкости. При подобном использовании ресурсов тепла земных недр могут эксплуатироваться как экзо-, так и эндогенные источники энергии.

Гидротермические ресурсы региона характеризуются прежде всего величинами вероятных суммарных расходов термальной воды источников и скважин. Причем термальной в условиях СВ России мы считаем подземную воду, имеющую естественную температуру выше наибольшей средней за теплый период года, т.е. выше $+15^{\circ}\text{C}$. Всего в регионе известны 24 термальных источника, 7 из которых находятся на охотоморском побережье, 2 – в бассейнах рр. Колымы и Индигирки (Тальский, Сытыган-Сылба), 14 – на Чукотском полуострове и 1 – на п-ове Говена (южная окраина Корякского нагорья). Температура воды в источниках от 21 до 95°C . Дебиты источников от $0,2$ (Кивакский на Чукотке) до 70 л/с (Беренджинский на побережье Охотского моря и Мечигменский на Чукотке). Суммарное количество тепла, выносимого источниками в сутки, достигает 2 млн ккал, что равноценно тепловой энергии, получаемой при сжигании примерно 300 т условного топлива, или 110 тыс. т условного топлива из расчета годового производства. В настоящее время разведаны запасы и изучены бальнеологические свойства Тальских, Мотыклейских, Таватумских, Уэленских, Чаплинских источников. Однако утилизируется тепло только Тальских источников, частично Таватумских (оба в Магаданской области), Чаплинских и Лоринских на Чукотке. Примером комплексного использования ресурсов термальных источников может быть курорт “Талая”, по праву считающийся одним из лучших северных курортов.

При бурении нефтегазопроисловых скважин были получены фонтаны термальной воды. Так, при опробовании скв. 25 в центральной части Анадырского ОБ из интервала 1108 – 1128 м изливалась хлоридная натриевая вода с минерализацией $5,8\text{ г/л}$ и температурой $+35^{\circ}\text{C}$. Дебит самоизлива $216\text{ м}^3/\text{сут}$,

или 2,5 л/с. У предгорий хр. Рарыткин скв. 18 на глубине 1043 м вскрыла напорные слабосоленые воды (минерализация 1,3 г/л, состав гидрокарбонатно-хлоридный натриевый), имеющие температуру +30°C. Дебит самоизлива 15 м³/сут. Температура подземных вод в пределах этого же бассейна на глубине 2697 м (скв. 6) равна 110,8°C. Следовательно, есть реальная возможность самоизливом получать воду с температурой в 30–35°C и более в ОБ с глубины 1000–1200 м для использования её, например, при выращивании овощей, отоплении животноводческих ферм и т.д.

В целом, резюмируя вышесказанное, можно утверждать, что топливо-энергетические ресурсы региона потенциально огромны. Так, только на шельфе севера Охотского моря, примыкающего к территории Особой экономической зоны в Магаданской области, прогнозные ресурсы нефти оцениваются примерно в 1 млрд т, из них извлекаемые – около 300 млн т, а газа – более 800 млрд м³. Ресурсы жидкого углеводородного сырья в пределах всего Северо-Охотского бассейна составляют 5,6 млрд т, из которых 1,5 извлекаемые. Общие же ресурсы нефти на СВ России превышают 27 млрд т, из которых 10,5 относятся к категории извлекаемых. Еще 26,4 млрд т жидкого топлива (синтетической нефти) может быть получено методом гидрогенизации бурого угольного сырья. Значительны прогнозные ресурсы углей всех марок, только балансовые запасы которых превышают 164 млрд т.

Для удовлетворения относительно небольших потребностей в теплоэнергетическом сырье удаленных поселков, фермерских хозяйств и мелких производств можно использовать распространенные на СВ России запасы торфов и внутреннее тепло Земли, прежде всего гидротермическую энергию.

Исключительно важным представляется проведение дальнейших исследований проблем масштабного получения и комплексного использования тепловой энергии недр Земли, гидро- и ветроэнергетических ресурсов, а также климатических особенностей региона. Последнее связано с длительным (от 6-7 до 9 мес) холодным периодом года и устойчивой ветреной погодой на морских побережьях, особенно зимой. Авторы убеждены, что на Севере в хозяйственных целях могут быть эффективно использованы наиболее непривлекательные для человека погодные режимы. Жестокий, холодный климат региона может и должен быть использован во благо проживающего здесь населения. Холод – это тот редкий вид энергетических ресурсов, о необходимости восполнения которого население северных территорий может не тревожиться еще многие столетия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агапитов Д.И., Иванов В.В., Мотовилов Ю.В., Тютрин И.И. Новые данные о нефтегазоносности Южной Чукотки // Геология и геофизика. 1983. №10. С.115–118.
2. Бурлин Ю.К. Нефтегазообразование в геосинклинальных осадочных формациях Тихоокеанского пояса. М.: Изд-во МГУ, 1981. 200 с.
3. Вайнблат А.Б., Максимов В.М., Скакун А.П. Геолого-гидрогеотермические условия строительства систем извлечения тепла Земли в северо-восточных районах СССР // Теплообмен и гидродинамика в подземных коллекторах. Киев: Наук. думка, 1974.
4. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т.10: Угольные бассейны и месторождения Северо-Востока СССР и Камчатки. М.: ГосНТИ, 1962. 404 с.
5. Геология СССР. Т 10: Северо-Восток СССР. Ч. 2. Полезные ископаемые. М.: Недра, 1983. 264 с.
6. Гидрогеология СССР. Т 26: Северо-Восток СССР. М.: Недра, 1972. 296 с.
7. Глотов В.Е. Условия формирования термальных вод в осадочных бассейнах Северо-Восточной Азии // Тихоокеанский XIV научный конгресс. Ком. В. Твердая оболочка Земли. Секция В VII. Энергетические ресурсы Тихого океана: Тез. докл. М.: Наука, 1979. С. 27–28.
8. Гнибиденко Г.С. Перспективы нефтегазоносности окраинных морей Дальнего Востока // Материалы 2-го координационного совещания по изучению шельфовых зон дальневосточных и восточно-арктических морей как источника минерального сырья. Т.2. Ч.1. Нефтегазоносность. Магадан, 1977. С.108–118.
9. Дядькин Ю.Д., Парийский Ю.М., Вайнблат А.Б., Романов В.А. Исследование и разработка рациональных систем извлечения и использования тепла, аккумулированного глубинными слоями земной коры в районах Крайнего Севера и Северо-Востока СССР // Изучение и использование глубинного тепла Земли. М.: Наука, 1973. С. 43–51.
10. Иванов В.В., Клубов Б.А. Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР. М.: Наука, 1979. 147 с.
11. Иванов В.В. Нефтегазоносность осадочных бассейнов Северо-Восточной Азии // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск: Наука, 1981. С.131–136.
12. Иванов В.В. Осадочные бассейны Северо-Восточной Азии. М.: Наука, 1985. 208 с.
13. Иванов В.В., Гревцев А.В., Щербань О.В. Седикахиты осадочных бассейнов Северо-Восточной Азии. М.: Наука, 1988. 168 с.
14. Крылов Н.А., Бурлин Ю.К., Лебедев Л.И. Нефтегазоносные бассейны континентальных окраин. М.: Наука, 1988. 246 с.
15. Осадочные бассейны Дальнего Востока СССР и перспективы их нефтегазоносности / Сост.: Арчевов В.Б., Берсон Г.Л., Воронков Ю.С. и др. Л.: Недра, 1987. 263 с.
16. Трофимук А.А., Шило Н.А., Иванов В.В. Нефтегеологическое районирование Северо-Востока СССР и при-

легающего шельфа // Проблемы нефтегазоносности Северо-Востока СССР. Магадан: СВКНИИ ДВНЦ АН СССР, 1973. С. 3–22.
17. Шило Н.А., Анкудинов Л.А., Бабкин П.В. и др. Но-

вые данные о структуре и перспективах нефтегазоносности Ямско-Тауйской системы рифтоподобных впадин (на примере Кавинско-Тауйской) // Докл. АН СССР. 1975. Т. 223, № 4. С. 961–964.

Поступила в редакцию 19 февраля 2000 г.

Рекомендована к печати В.Г.Моисеенко

V.I. Goncharov, V.Ye. Glotov, A.V. Grevtsev

Mineral and fuel energy potential of Northeastern Russia

The results of investigations into the problem of oil, gas and coal potential in Northeastern Russia are summarized in the paper. Qualitative and quantitative characteristics of the energy features of natural hydrocarbons, and also data on their location and distribution environments are given. Methods of possible production of liquid oil products from coals and the use of the inner heat of the Earth for the economic purposes are described. The predictive resource assessment of important for the regional economy fuel-and-energy mineral types is done: hydrocarbons, hard and brown coals, synthetic oil, peat, and thermal waters-. According to the authors' calculations, the geological resources of sedimentary basins of the region are the following: oil – 27,261 million ton, coal of all types - 202,1 billion ton, explored peat resources - 52 million ton. The synthetic hydrocarbon potential of brown coal deposits in the region with the use of the method of hydrogenation of coal reaches 26.4 billion ton. Geothermal resources are represented by petro- and hydrogeothermal ones. Thermal waters of sources and deep sedimentary basins with a temperature higher than 20°C are among the latter.