

Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала

© С. А. Попов, В. И. Исаев, 2011

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Поступила 2 ноября 2010 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Розроблені комп'ютерні методи палеотектонічних реконструкцій і палеотемпературного моделювання, моделювання нафтидогенезу дали змогу дослідити термодинамічну історію та формування ресурсного потенціалу території Південного Ямалу. Оцінку ресурсів проведено для трьох різновікових резервуарів первинної акумуляції, у будові яких беруть участь нафтогазоматеринські товщі з розсіяною органічною речовиною різного генезису. Результати моделювання відбивають термодинамічну зональність і неперервно-перервний характер нафтидогенезу — зафіксовано появу просторово-часових поясів інтенсивної генерації та еміграції або повне припинення генерації вуглеводнів. Наведено інтерпретацію цих феноменальних явищ з позиції кінетики реакцій та геохімії органічної речовини.

Отримано кількісну оцінку початкових геологічних ресурсів, проведено їх локалізацію у межах родовищ, структур I і II порядків. Виконано ранжування оцінних об'єктів за черговістю геологорозвідувальних робіт на той чи інший вид вуглеводневої сировини. Оцінку фазового складу, локалізацію ресурсів та їх величину підтверджено характеристиками родовищ у межах ділянки досліджень.

Моделювання полягає у розв'язанні обернених і прямих задач геотермії в умовах седиментації; обернених і прямих задач нафтидогенезу природних нафтогазових систем і є «повномасштабним» інструментом прогнозування нафтогазоносності та локалізації прогнозних ресурсів вуглеводнів.

Computer methods elaborated for paleotectonic reconstructions and paleotemperature modeling, simulation of naftidogenesis enabled to trace thermodynamic history and formation of the resource potential of the South Yamal area. Evaluation of resources was conducted for three reservoirs of primary accumulation different by age involving oil and gas parent structures with dispersed organic substance different by genesis. Results of simulation reflect thermodynamic zoning and discontinuously-discrete character of naftidogenesis — it is noted the appearance of spatially-temporal belts of intense generation and emigration or total extinction of hydrocarbons generation. Interpretation of these phenomenal effects has been given from the viewpoint of reactions kinetics and geochemistry of organic substance.

Quantitative estimation of primary geological resources has been obtained, their localization within the limits of deposits of the I and the II order has been made. The ranking of evaluative objects has been performed according to queuing of geological exploration works for such and such a kind of hydrocarbon raw material. Evaluation of phase composition, localization of resources and their amount are confirmed by characteristics of deposits within the limits of the studied area.

Modeling consists in solving of inverse and direct problems of geothermy in conditions of sedimentation, in solving inverse and direct problems of naftidogenesis of natural oil and gas systems, being a «complete set» of an instrument for prediction of oil-gas presence and localization of prognostic hydrocarbons resources.

Введение. В административном отношении участок исследования расположен в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской обл. к востоку от Байдарацкой губы — в южной части п-ова Ямал (рис. 1). Вследствие слабой изученности этой территории возникла необходимость в проведении комплекса моделирования и оценки прогнозных ресурсов углеводородов (УВ) в целом по Южному Ямалу.

Обозначим поисковое значение структурных этажей Южного Ямала. Породы фундамента и промежуточного этажа представлены метаморфизованными парасланцами и терригенными отложениями различного фракционного состава. В аспекте нефтегеологического значения данная формация представляет интерес как чередование пластов-коллекторов трещиновато-кавернозного типа и уплотненных глинистых от-

ложений. Возможных источников УВ — потенциально нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) здесь не отмечается.

Мезозойский чехол сложен песчано-глинистыми породами. Разрез представлен тремя разновозрастными свитами, идентифи-



Рис. 1. Обзорная схема положения участка исследований (оценки прогнозных ресурсов).

цированными как потенциально нефтегазоматеринские ввиду высокой концентрации рассеянного органического вещества (РОВ): джангодской J_1jng (РОВ III типа — террагенное), тюменской J_2tm (РОВ II типа — смешанное) и даниловской J_3-K_1dn (РОВ I типа — аквагенное). В совокупности с сингенетичными им песчано-алевритовыми телами джангодской, лайдинской (J_2ld), тюменской, даниловской, ахской (K_1ah) свит и экранирующими толщами НГМТ образуют нефтегазоперспективные резервуары первичной аккумуляции (РПА). По данным геофизических исследований скважин (ГИС) и описанию керна нами выделены РПА, установлено их соответствие литолого-стратиграфическому расчленению и нефтегеологической приуроченности разреза (табл. 1) При этом учитывалось, что на разных этапах формирования разреза, вследствие влияния тектоники и вторичных преобразований коллекторов, эффективная нефтегазоаккумулирующая мощность резервуара изменялась.

Развитая на площади исследований дизъюнктивная тектоника представляет собой каналы вторичной миграции, способствующие питанию ловушек и в вышележащих отложениях (танопчинская, марресалинская и другие свиты). Скудность сведений о геологическом строении не позволяет оценить масштабы вторичной ми-

Т а б л и ц а 1. Резервуары первичной аккумуляции углеводородов в Южном Ямале

Условное название резервуара	Элемент	Литолого-стратиграфическая привязка	Нефтегеологическая приуроченность
Верхнеюрский—меловой	Покрышка	Танопчинская свита K_1tn — глины, аргиллиты с ритмичной горизонтальной слоистостью	Верхнеюрский подкомплекс юрского НГК, меловой НГК
	Коллектор	Ахская свита K_1ah — песчаные пропластки, даниловская свита J_3-K_1dn — песчаные пропластки	
	НГМТ	Даниловская свита J_3-K_1dn — глины и аргиллиты с высокой концентрацией РОВ	
Среднеюрский	Покрышка	Даниловская свита — глины, аргиллиты, алевриты	Среднеюрский подкомплекс юрского НГК
	Коллектор	Тюменская свита J_2tm — песчаники, алевриты	
	НГМТ	Тюменская свита — глины с высокой концентрацией РОВ	
Нижнеюрский—палеозойский	Покрышка	Джангодская свита — глины, аргиллиты	Палеозойский НГК, нижнеюрский подкомплекс юрского НГК
	Коллектор	Джангодская свита — песчаники, алевриты	
	НГМТ	Джангодская свита — глины с высокой концентрацией РОВ	
	Коллектор	Палеозой PZ — гравелиты, конгломераты, песчаники, глинистые сланцы (трещиноватые)	

грации. Поэтому основное внимание в работе сосредоточено на генерации, эмиграции и первичной аккумуляции УВ, а в качестве объектов прогнозной оценки приняты указанные РПА.

Литолого-геохимическая характеристика разреза

В составе *палеозойских отложений* преобладают плохо сортированные гравелиты и конгломераты. Вверх по разрезу увеличивается толщина прослоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пиролитический анализ на 12 образцах показал, что глинистые сланцы лишены нефтегенерационного потенциала [Скоробогатов и др., 2003].

Отложения мезозойской группы распространены широко, залегают на подстилающих породах с угловым и стратиграфическим несогласием, перекрыты маломощными четвертичными отложениями. Мезозойская группа представлена юрской и меловой системами. Триасовая система в разрезе достоверно не выделена.

Образования юрской системы залегают несогласно на метаморфических породах протерозойского или палеозойского возраста и трансгрессивно перекрыты породами неокома. Юрская система представлена нижне-среднеюрскими и верхнеюрскими образованиями.

На севере Западно-Сибирской равнины, согласно корреляции местных стратиграфических разрезов [Скоробогатов и др., 2003], в пределах Южно-Ямальского фациального района выделяется заводоуковская серия, разрез которой сложен песчано-алеврито-глинистыми угленосными отложениями прибрежно-морского и континентального генезиса. Серия характеризуется циклическим строением с ритмичной субгоризонтальной слоистостью и массивными песчаниками руслового генезиса. Полный разрез серии представлен зимней, левинской, джангодской, лайдинской и тюменской свитами.

Зимняя свита (J_{1zm}) представлена отложениями спрямленных и часто меандрирующих русел рек и их пойм, залегающими с угловым и стратиграфическим несогласием на разновозрастных породах фундамента. Мощность свиты порядка 50 м.

Левинская свита (J_{1lv}) выделена по данным керн и ГИС, представлена аргиллитами.

В джангодской свите (НГМТ) J_{1jng} выделены нижняя, средняя и верхняя подсвиты. Нижняя и средняя подсвиты синхронны двум аллювиальным циклитам и сложены в подошве переслаивающимися серыми полевошпат-

кварцевыми песчаниками с прослоями гравелитов и маломощных прослоев бурых углей. Верхние части состоят из озерно-пойменных темно-серых аргиллитов, аргиллитоподобных глин и серых алевролитов. Мощность свиты порядка 40 м, к востоку увеличивается до 205 м. Повышенное содержание РОВ и органического углерода $C_{орг}$ позволяет отнести свиту к потенциально нефтематеринским [Строганов, Скоробогатов, 2004]. Для палеозерных глинистых седиментитов свиты характерны превосходный нефтегенерационный потенциал керогена (до 56,48—65,95 кг УВ/т породы) и высокий водородный индекс (650—800 кг УВ/т $C_{орг}$), что частично обусловлено углистой составляющей породы. С учетом невысоких значений максимальной температуры деструкции T_{max} и следов генерации нефти (реализованный нефтяной потенциал $S_1=0,02\div 0,06$ кг УВ/т породы) очевидно, что реализация нефтегенерационного потенциала еще только началась. Углистая компонента керогена определяет заметное газообразование — параметр $S_1=0,01\div 0,04$ кг УВ/т породы.

Лайдинская свита (J_{2ld}) на основании циклического строения разделена на две подсвиты. Нижняя представлена песчаниками серыми средне-мелкозернистыми, аркозовыми с глинистым цементом. В подошве залегают пласт $Ю_9$. Верхняя подсвита по данным ГИС и составу шлама идентифицируется как озерно-пойменные горизонтально-слоистые аргиллиты и алевролиты. Мощность свиты порядка 36 м, увеличивается в северо-восточном и восточном направлениях до 76 м.

Отложения тюменской свиты (НГМТ) J_{2tm} имеют циклическое строение и представлены вымско-леонтьевским и малышевским зональными циклитами аллювиального и озерно-пойменного генезиса. По кровле свиты прослеживается опорный горизонт (ОГ) «Т». Мощность свиты около 74 м. В верхней подсвите прослой палеозерных глин отличается умеренно высоким остаточным нефтегенерационным потенциалом органического вещества ($S_2=15\div 34$ кг УВ/т породы) и высоким содержанием $C_{орг}$ (4,5—9,5 %) [Скоробогатов и др., 2003; Строганов, Скоробогатов, 2004]. Отложения термально незрелые ($T_{max}=424\div 430$ °С), нефтеобразование здесь развивается в вялотекущей форме. Содержание нефти в породе низкое ($S_1=0,75\div 1,20$ кг/т породы).

Отложения верхнего отдела юры представлены даниловской свитой (НГМТ) J_3-K_1dn . Несмотря на невысокие концентрации РОВ [Строганов, Скоробогатов, 2004], свита от-

несена к потенциально нефтематеринским. К кровле приурочен ОГ «Б». Свита сложена морскими глинистыми отложениями — аргиллитами темно-серого цвета, тонкоотмученными, прослоями слабоалевритистыми и плитчатыми, с конкрециями пирита. Возраст свиты поздневожско-раннеберриасский, толщина в пределах района исследований от 42 до 372 м. Нефтегенерационный потенциал отложений характеризуется показателем $S_2=1,35\div 17,94$ кг УВ/т породы. Содержание $C_{орг}=1,5\div 5,33$ %, но масштабы нефтеобразования (параметр S_1) не превышают 1,33 кг УВ/т породы.

Отложения меловой системы на п-ове Ямал развиты широко и составляют большую часть терригенного разреза мезозоя. Разрез представлен полудинской (ахская свита K_{1ah}), устьтазовской (танопчинская K_{1tp} , яронгская $K_{1yг}$ и марресалинская K_{1-2mg} свиты) и дербышинской (кузнецовская K_{2kz} и березовская K_{2b} свиты) сериями.

В составе ахской свиты преобладают глинистые мелководно-морские массивные и тонкоплитчатые образования. В разрезе новопортовской пачки выделяется пласт НП₁. К пачке 5 приурочен пласт с индексом БЯ₁₇. Возраст свиты — берриас—готерив, мощность порядка 550 м. Толщина уменьшается к северо-востоку и востоку.

Танопчинская свита имеет двучленное строение. Она сложена песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами с ритмичной горизонтальной слоистостью, отлагавшихся в прибрежно-континентальных условиях, и алевролитами, песчаниками и песками с прослоями глин и аргиллитов с известняками мелководно-морского облика. В нижней части распространены пласты ТП₁₇—ТП₁₉, в верхней (агт) — ТП₁—ТП₁₃. Мощность отложений свиты относительно выдержанная — порядка 565 м.

Образования четвертичной системы залегают со стратиграфическим несогласием на размытой поверхности мезозоя. Они представлены ледниково-морскими и озерно-аллювиальными отложениями. Толщина разреза порядка 250 м.

Тектоника

Отличительная особенность строения территории Южного Ямала — наличие двух структурно-тектонических этажей: нижнего и верхнего [Скоробогатов и др., 2003]. Нижний состоит из метаморфических пород протерозойско-палеозойского возраста, слагающих фундамент Западно-Сибирской плиты. Морфология кровли фундамента охарактеризована структурной схемой по ОГ «А». Верхний

(мезозойско-кайнозойский) этаж представляет собой собственно осадочный чехол.

В границах прогнозного участка (рис. 2) находятся фрагменты надпорядковых структур: Ямало-Гыданская синеклиза, Мессояхская седловина, Приуральская моноклиза и Южно-Ямальская региональная ступень. Ниже описаны структуры I порядка, для которых проведена оценка прогнозных ресурсов: Ярротинский и Юрибейский прогибы, Южно-Ямальский мегавал.

Ярротинский прогиб на западе сочленяется с Байдарацким гемисводом. В юго-западной части по системе субпараллельных Байдарацких глубинных разломов прогиб граничит с Щучьинским выступом и Полярноуральской моноклиналью. В северной, северо-восточной и восточной частях Ярротинский прогиб ограничивается Южно-Ямальским мегавалом. Внутреннее строение прогиба осложнено структурами II порядка. Юго-западная его часть осложнена Мантойской моноклиналью субширотного простирания, а западная — Малоеркатайской депрессией. В юго-западной бортовой части расположен Западно-Ярротинский структурный мыс, в северо-восточной — Менгенотский, разделенные небольшой седловиной. На юго-востоке выделяется Восточно-Еркатайская котловина.

Южно-Ямальский мегавал ограничивает Ярротинский прогиб на востоке и северо-востоке. Самая крупная структура II порядка — Новопортовская брахиантиклиналь. На севере и северо-западе вал осложнен Малоямальским и Восходным куполовидными поднятиями.

Юрибейский прогиб располагается севернее Южно-Ямальского мегавала. Западная часть осложнена Усть-Юрибейским структурным мысом, в пределах которого выделяются две локальные положительные структуры — Салобатская и Усть-Юрибейская. К последней приурочено одноименное газовое месторождение.

Нефтегазоносность

В северной части Западно-Сибирской провинции нефтегазоносность связана с меловым, юрским и палеозойским нефтегазоносными комплексами [Скоробогатов и др., 2003]. Данные о месторождениях, расположенных в пределах участка исследований, приведены в табл. 2.

Палеозойский НГК изучен слабо. Промышленная нефтеносность установлена на Новопортовском месторождении, где в палеозойском карбонатном комплексе пород фундамента она связана с рифами. Перспективны вторичные гипергенные коллекторы трещинно-кавернозно-

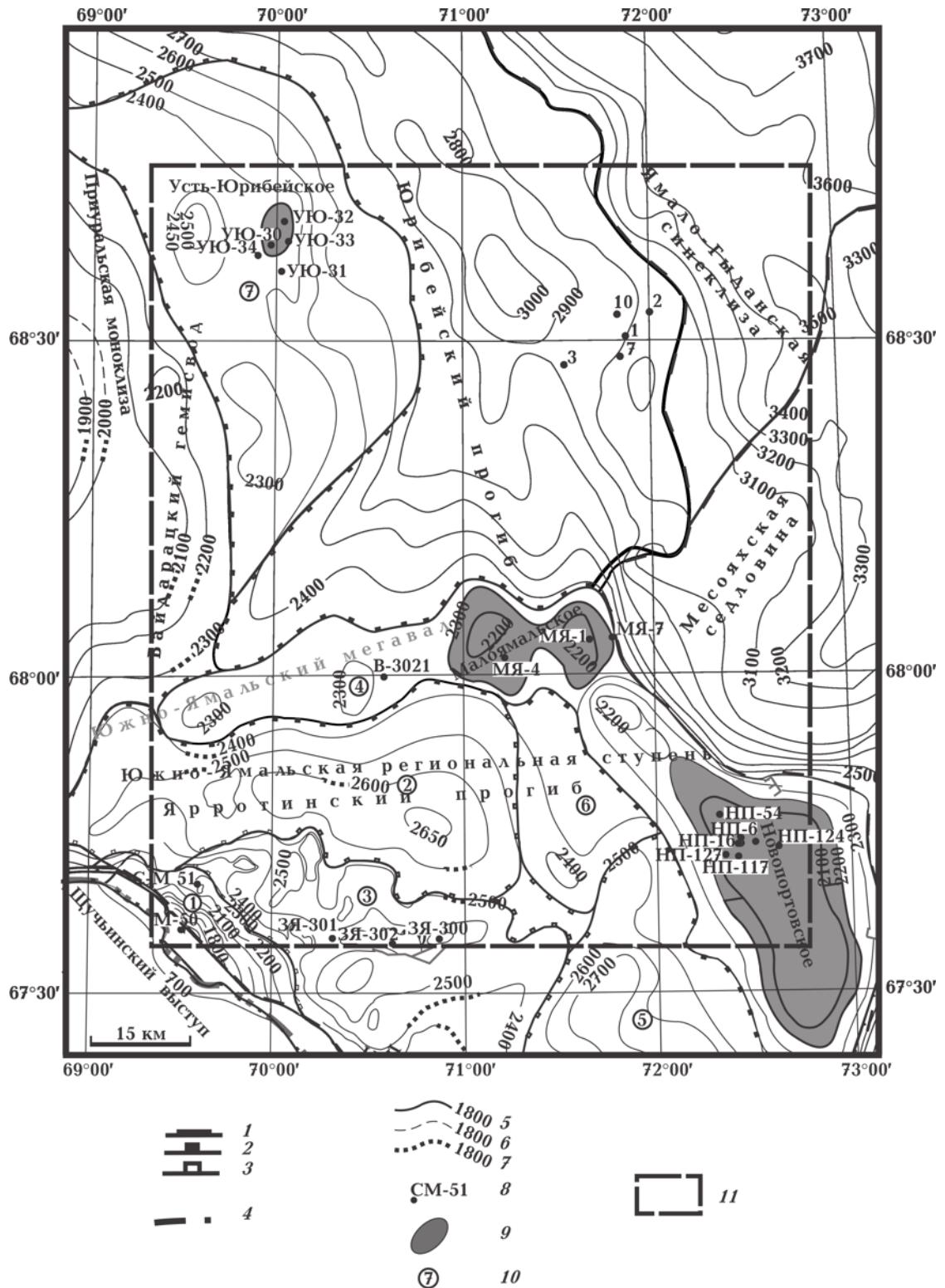


Рис. 2. Обзорная структурно-тектоническая схема района исследования (по [Комарницкий, 2002]). Границы тектонических элементов: 1 — региональных надпорядковых, 2 — I порядка, 3 — II порядка, 4 — Восточно-Уральский глубинный разлом; изогипсы кровли тюменской свиты; 5 — уверенные, 6 — неуверенные, 7 — предполагаемые; 8 — скважина и ее номер; 9 — контур и название месторождения; 10 — номер структуры II порядка; 1 — Мантойская моноклинал, 2 — Малоеркатайская депрессия, 3 — Западно-Ярротинский структурный мыс, 4 — Восходное куполовидное поднятие, 5 — Восточно-Еркатайская котловина, 6 — Менгенотский структурный мыс, 7 — Усть-Юрибейский структурный мыс; 11 — район проведения оценки прогнозных ресурсов.

карстового типа, распространенные по древним разломным нарушениям.

Юрский НГК неоднороден, в разных частях исследуемого района продуктивны различные части комплекса. Наиболее важны с точки зрения перспектив нефтегазоносности пласты Ю₂₁—Ю₂₂, Ю₇, Ю₅ и Ю₂₋₃. Пласты Ю₂₁—Ю₂₂ содержат газоконденсатные залежи на Новопортовском месторождении, с пластами Ю₂₋₃ и Ю₅ связаны нефтегазоконденсатные залежи.

Меловой НГК представляет собой полифациальную субугленосную толщу. Здесь широко распространены глинистые трансгрессивные отложения ярронгской свиты, которые служат флюидоупором для подстилающих пород. Наличие субрегиональной покрывки и особенности распределения залежей УВ в разрезе позволило выделить три подкомплекса: неокомский, готерив-аптский и верхнеальб-сеноманский.

Участок прогнозной оценки приурочен к Ямальской и Приуральской нефтегазоносным областям (НГО). В пределах Приуральской НГО, на западе, выделены Щучьинский и Полярноуральский возможно нефтегазоносные районы (ВНГР). Перспективы нефтегазоносности Щучьинского ВНГР связывают с палеозойским НГК. Промышленная нефтегазоносность палеозойского НГК доказана в

пределах Южно-Ямальского НГР непосредственно на Новопортовском месторождении. Здесь газоконденсатные залежи, массивные и тектонически экранированные, приурочены к карбонатным коллекторам. Дебиты газа составляют 76—260 тыс. м³/сут, конденсата — 1,5—6,4 м³/сут, $P_{пл}=273$ атм, $T_{пл}=82$ °С.

В Ярротинском ВНГР залежи нефти и газа на данной стадии изученности не установлены. По результатам бурения и испытания перспективных горизонтов, в поисковых скв. ЗЯ-300, ЗЯ-301, ЗЯ-302, М-50 и СМ-51 объекты оказались водонасыщенными. Однако по данным снеговой съемки [Катаев, 2007] можно судить о высокой газоперспективности Ярротинского прогиба.

О методике палеотемпературного моделирования

Для установления термодинамической истории НГМТ, выявления, картирования очагов и оценки времени генерации УВ применялись палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование. Наиболее полная версия этой компьютерной методики изложена в статье [Исаев и др., 2009]. Для решения обратной задачи геотермии (расчета теплового потока через поверхность основания) использовались измерения пластовых температур $T_{пл}$, полученные при испытаниях скважин (табл. 3).

Т а б л и ц а 2. Характеристика нефтегазоносных комплексов (НГК) месторождений, расположенных в пределах участка исследований

Месторождение	Категория по запасам	НГК месторождений	Фазовое состояние залежей	Пласты
Южно-Ямальский нефтегазоносный район				
Новопортовское	Крупное	Палеозойский	Конденсат, газ	Палеозой
		Юрский	Газоконденсат Нефть+газоконденсат То же	Ю ₂₁ —Ю ₂₂ Ю ₅ Ю ₂₋₃
		Меловой	Газ Нефть+конденсат Газоконденсат » Нефть+конденсат То же Газоконденсат Нефть+конденсат То же	ПК ₁₋₂ БЯ, ТП ₀₋₁ -ТП ₂₆ НП ₀ НП ₁ НП ₂₋₄ НП ₅₋₆ НП ₇ НП ₈₋₉ НП ₁₀₋₁₁
Малоямальское	Среднее	Юрский	Конденсат	Ю ₁₀ , Ю ₂ , Ю ₄
		Меловой	Газ	ПК ₁₋₂
Юрибейский нефтегазоносный район				
Усть-Юрибейское	Мелкое	Меловой	»	ТП ₁ , БЯ ₁₀

Т а б л и ц а 3. Результаты испытания глубоких скважин (с использованием данных [Скоробогатов и др., 2003; Строганов, Скоробогатов, 2004; Катаев, 2007])

Площадь (месторождение)	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	T _{пл} , °С
Северо-Мантойская, скв. 51	2665—2674	PZ(?)	Ф ₃	—	Фильтрат бурового раствора	84,3
	2636,5—2642	PZ(?)	Ф ₂	—	ФБР	81,8
	2416—2418,1	Даниловская	Ю ₉	—	ФБР	76,1
	2325,9—2329,3	»	Ю ₂	—	Вода	73,9
	1661—1664	Ахская	БЯ ₁₇	—	»	47,7
	1368—1376	Танопчинская	ТП ₁₄₋₁₆	29	»	37
	891—900	»	ТП ₁	4,9	»	23
	873—878,5	»	ТП ₀	54	»	22,3
469—472	Марресалинская	ПК ₁	—	»	9,58	
Новопортовское, скв. 54	2520—2540	PZ(?)	—	75,5—259,9 1,54—6,35	Газ Конденсат	82
Усть-Юрибейская, скв. 31	1165—1178	Танопчинская-ахская	—	—	Вода + газ	67

Алгоритм моделирования нефтидогенеза

Целевые объекты прогноза перспектив нефтегазоносности при регионально-зональной оценке — структуры I и II порядков, отдельные НГК в их пределах. Поэтому минимальный уровень формализации процесса нефтидогенеза на данной стадии — это интегральные математические модели макрореакторов. Параметры модели на рис. 3 приведены в соответствии с данными табл. 4.

Оценка ресурсного потенциала выполнена путем решения обратной (оценка исходных значений фильтрационно-емкостных свойств и массы РОВ) и прямой задач (оценка параметров «генерационного» и «эмиграционного» полей за период времени). Эмиграция ограничена двумя формами — водным раствором и свободной фазой.

Комплексная модель описывает протекание генерации и эмиграции в удельном макрореакторе — эффективном объеме всех микрореакторов, сосредоточенных в 1 м³ нефтегазоматеринской породы. Алгоритм моделирования построен на основе аппроксимирующих зависимостей по данным пиролитического метода Rock-Eval [Tissot, 2003], кинетики реакций и термодинамических уравнений, с учетом моделей эмиграции А.Г. Арье [Арье, 1996] и В. Ф. Симоненко [Симоненко, 1989].

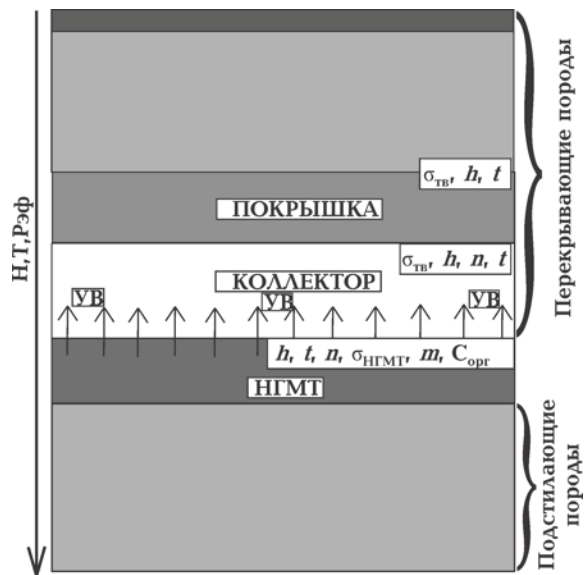


Рис. 3. Схема параметризации разреза при моделировании нефтидогенеза. Условные обозначения и пояснения в тексте.

Граничные условия для физико-геологической среды:

- временной интервал охватывает период от начала диагенеза НГМТ до формирования современного разреза;
- оценка параметров производится на конец формирования свит;

Т а б л и ц а 4. Основные геолого-геофизические и геохимические параметры моделирования нафтидогенеза

Группа параметров	Параметр	Обозначение	Размерность	Источник (способ, метод) получения данных
Параметры нефтематеринской толщи (входные параметры)	Эффективная генерирующая толщина (макрореактор)	m	м	Каротаж глинистости + + керн
	Пористость (открытая)	n_o	доли единицы	Нейтронный каротаж + + керн
	Единичная поверхность	S_{ed}	м ²	—
	Плотность минерального скелета	$\sigma_{нгмг}^{тв}$	т/м ³	Каротаж плотности + керн
	Плотность породы	$\sigma_{нгмг}$	т/м ³	Каротаж плотности + + керн, геоплотностное моделирование
	Плотность пластовой воды	$\sigma_{в}$	кг/м ³	Опробование, керн
Параметры нефтематеринской породы — макрореактора (входные параметры)	Кoeffициент уплотнения пород	$\beta_{п}$	МПа ⁻¹	Керн
	Реализованный потенциал УВ	S_1	кг/т	Данные Rock-Eval
	Нереализованный потенциал УВ	S_2	кг/т	
	Исходная и остаточная масса РОВ	$\Gamma_o, \Gamma_{ост}$	кг/м ³	Пересчет параметров Rock-Eval
	Масса «нефтяного» и «газового» РОВ	$\Gamma_{н'}, \Gamma_{г}$	кг/м ³	
Концентрация органического углерода	$C_{орг}$	%	Данные Rock-Eval (для расчета водородного индекса HI)	
Параметры разреза (входные параметры)	Абсолютный возраст свит	T	млн лет	Литолого-стратиграфические разбивки, геохронологическая шкала
	Мощность свит	H	м	Керн, каротаж, сейсморазведка
	Плотность вмещающих пород разреза	$\sigma_{п}$	кг/м ³	Каротаж плотности+керн, геоплотностное моделирование
	Пористость пород (общая)	$n_{общ}$	доли единицы	Акустический каротаж + + керн
	Тектоническая история нефтематеринских свит	$H(t)$	М	Палеотектонические реконструкции
Геодинамические параметры (входные параметры)	Термическая история нефтематеринских свит	$T(t)$	°С	Палеотемпературное моделирование
	Тепловой поток	$q(t)$	Вт/м ²	Пересчет результатов палеотектонических реконструкций
	Геостатическое давление Пластовое давление Эффективное давление	$P_{геост}(t)$ $P_{пл}(t)$ $P_{эф}(t)$	МПа	
Расчетные параметры генерации и эмиграции УВ (выходные параметры)	Свободная энергия	$E_{св}(t)$	кДж/моль	Моделирование генерации Данные Rock-Eval, моделирование генерации
	Константа распада РОВ	k	В зависимости от порядка реакции	
	Прирост генерации	ΔG	кг/м ³	То же
	Объем файлюационного потока	$W_{ф}$	м ³	Моделирование эмиграции
	Вторичная водонасыщенность	W_0	м ³	То же
	Суммарный поток отжатия	W	м ³	»
	Концентрация УВ (текущая и предельная)	C_{ji}, C_{0i}	кг/м ³	Моделирование генерации и эмиграции
	Прирост эмиграции	ΔG	кг/м ²	То же
Плотность ресурсов	$m\Delta G$	кг/м ²	»	

– генерация j -го УВ компонента инициируется в момент, когда текущее значение свободной энергии $E_{\text{св}}(t)$ превышает пороговое значение энергии активации $E_{\text{акт}}(t)$;
 – эмиграция начинается, когда текущая концентрация генерированных УВ Γ_{ji} (j — порядковый индекс продукта генерации, i — порядковый индекс момента времени) в объеме пластовой воды W достигнет или превысит предельное значение растворимости: при текущей концентрации растворенных УВ $C_{ji} < C_{0i}$ происходит выход растворенных УВ с учетом интенсивности уплотнения пород; при $C_{ji} \geq C_{0i}$ — продукты выносятся в свободной фазе, где C_{0i} — предельная концентрация УВ на данной стадии.

Моделирование генерации. На начальном этапе модельных построений решается обратная задача — по параметрам пиролитического метода Rock-Eval оценивается величина Γ_0 — исходная масса реакционноспособного РОВ. Величина S_1 характеризует битумоидный коэффициент, т. е. массу, эквивалентную количеству нефти, которая образовалась в результате распада РОВ. Величина S_2 — остаточная масса РОВ, способная генерировать УВ при более высоких температурах.

Начальные массы РОВ — суммарная Γ_0 , нефтегенерирующая $\Gamma_{0н}$, газогенерирующая $\Gamma_{0г}$ — в начале диагенеза (или на условно начальный момент) — оцениваются по формулам (1)–(3) с учетом коэффициентов С. Г. Неручева [Попов, Исаев, 2010]:

$$\Gamma_0 = S_2 K n_0^N \sigma_{\text{нГМТ}} \frac{\text{НП}}{100 C^\Gamma S_1}, \quad (1)$$

$$\Gamma_{0н} = n_0^N S_1 \sigma_{\text{нГМТ}}, \quad (2)$$

$$\Gamma_{0г} = \Gamma_0 - \Gamma_{0н} - \Gamma_{\text{ост}} = S_2 K n_0^N \sigma_{\text{нГМТ}} \frac{\text{НП}}{100 C^\Gamma S_1} - (n_0^N S_1 + n_0^K S_2) \sigma_{\text{нГМТ}}, \quad (3)$$

где K — пересчетный коэффициент Неручева (диагенетические потери); n_0^N и n_0^K — открытая пористость на начальной и конечной стадиях формирования разреза, соответственно; C^Γ — содержание органического углерода в РОВ; НП — водородный индекс (кг УВ / т $C_{\text{орг}}$).

Решение прямой задачи заключается в оценке прироста генерационных потерь, которые определяются: свободной энергией (4), константами реакции, скоростью реакции, временем генерации. Энергообеспеченность (свободная энергия) макрореактора для активации ком-

понентов РОВ при данных термобарических условиях определяется по уравнению Гиббса:

$$\Delta E_{\text{св}} = (Q + \Delta P V) - \Delta \ln(T) \frac{\Delta H}{\Delta T}, \quad (4)$$

где Q — подводимая к РОВ энергия теплового потока (кДж/моль); ΔP — прирост давления, МПа; V — единичный объем макрореактора, м³; ΔH — приращение энтальпии изобарного процесса, кДж/моль; ΔT — прирост абсолютной температуры, К.

Константа реакции разложения 1-го (5) и последующих (6) компонентов в цепи деградации РОВ описывается уравнениями

$$k_i = A_0 e^{\frac{-\Delta E_{\text{св}}^{\text{нач}}}{RT_i}}, \quad (5)$$

$$k_i = A_0 e^{\frac{-(E_{\text{св}} \geq E_{\text{акт}})}{RT_i}}, \quad (6)$$

где A_0 — константа Аррениуса; R — универсальная газовая постоянная; $E_{\text{св}}$ — свободная энергия, кДж/моль; $E_{\text{акт}}$ — энергия активации, кДж/моль.

Эффективная скорость реакции ($\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$) определяется согласно порядку реакции s :

$$\ln \Gamma_{\text{ост}} = \ln \Gamma_0 - \varepsilon_1 t \quad \text{при } s=1;$$

$$\frac{1}{\Gamma_{\text{ост}}} = \frac{1}{\Gamma_0} + \varepsilon_2 t \quad \text{при } s=2;$$

$$\frac{1}{\Gamma_{\text{ост}}^2} = \frac{1}{\Gamma_0^2} + 2\varepsilon_3 t \quad \text{при } s=3,$$

где s — порядок реакции ($s=1$ — производится нефть или газ; $s=2$ — нефть+газ или газ+конденсат; $s=3$ — нефть+газ+конденсат).

Газогенерирующая составляющая РОВ, зависимость (3), разлагается согласно уравнению первого порядка (7). Сделаем допущение, что нефтегенерирующая составляющая РОВ, зависимость (2), генерирует нефть, газ (в результате деградации нефти) и ряд парагенетических соединений данного продукта, которые условно отнесены к газу. Здесь и далее — «нефть+газ». Поэтому скорость деструкции нефтегенерирующего РОВ будет определяться кинетическими уравнениями второго порядка (8).

Согласно принципу независимости реакций, из равенства $\varepsilon t = k \Gamma_0$ следует прирост генерационных потерь РОВ от времени (для N компонентов в энергетическом спектре генерации):

$$\left(\frac{\Delta \Gamma}{\Delta t} \right)_{t \rightarrow 0} = \left(\sum_{j=1}^N \frac{\varepsilon \Delta t_j}{k_{ji} (E_{i-1})} \right)_{E_{\text{св}} \leq E_{\text{акт}}} +$$

$$+ \left(\sum_{j=1}^N \frac{\varepsilon \Delta t_i}{k_{ji} (E_i)} \right)_{E_{cb} > E_{акт}} \quad \text{при } s=1, \quad (7)$$

$$\left(\frac{\Delta \Gamma}{\Delta t} \right)_{r \rightarrow 0} = \left(\sum_{j=1}^N \sqrt{\frac{\varepsilon \Delta t_i}{k_{ji} (E_{i-1})}} \right)_{E_{cb} \leq E_{акт}} +$$

$$+ \left(\sum_{j=1}^N \sqrt{\frac{\varepsilon \Delta t_i}{k_{ji} (E_i)}} \right)_{E_{cb} > E_{акт}} \quad \text{при } s=2, \quad (8)$$

$$\left(\frac{\Delta \Gamma}{\Delta t} \right)_{r \rightarrow 0} = \left(\sum_{j=1}^N \sqrt[3]{\frac{\varepsilon \Delta t_i}{k_{ji} (E_{i-1})}} \right)_{E_{cb} \leq E_{акт}} +$$

$$+ \left(\sum_{j=1}^N \sqrt[3]{\frac{\varepsilon \Delta t_i}{k_{ji} (E_i)}} \right)_{E_{cb} > E_{акт}} \quad \text{при } s=3, \quad (9)$$

с учетом граничных условий: потенциального барьера — энергии активации для продукта j -го энергетического уровня (10) и функции расхода РОВ (11):

$$E_{акт} = \frac{T_{i+1} T_i}{T_{i+1} - T_i} \ln \left(\frac{k_{ji+1}}{k_{ji}} \right), \quad (10)$$

$$r = \frac{\Gamma_0 - \sum \Delta \Gamma_i}{\Gamma_0}, \quad (11)$$

где T — абсолютная температура, К; k_{ji} — константа реакции j -х компонентов на i -м этапе формирования НГМТ. Для того чтобы найти объемную плотность генерации в заданных координатах, полученный результат умножается на объем нефтегазогенерирующих пород ($S_{ed} \times h$).

Моделирование эмиграции. Ключевыми факторами эмиграции приняты эффективное давление и температура, которые определяют величину текущей концентрации УВ в пластовой воде и отжим флюидов к границе НГМТ. Учитывая, что в адсорбированном состоянии взаимодействие между молекулами незначительно [Коган и др., 2005] и степень подвижности молекул до момента десорбции в поровую среду (до начала эмиграции в коллектор) не принципиальна, будем считать адсорбированный углеводородный газ (или нефть) идеальным газом. Тогда при каждом цикле генерация—десорбция в раствор будет уходить порция УВ, достигающая при текущих термодинамических условиях концентрации

$$C_{0i} = \frac{v_{ji}}{\Delta W_i V} = \frac{P(t)}{RT(t)},$$

где C_{0i} — молярная концентрация, моль/м⁶; v_{ji} —

количество растворимых УВ, моль; ΔW_i — объем растворителя, м³; V — объем макрореактора, м³; $T(t)$ — абсолютная температура, К; $P(t)$ — эффективное давление в равновесной системе, условно принятое парциальным давлением продукта, МПа.

Для большей формализации примем, что за бесконечно малый промежуток времени в поровой ячейке существует либо капля нефти, либо пузырек газа. Отсюда текущая концентрация:

$$C_{ji} = \frac{\Delta \Gamma C_0 M_B}{\Delta t \rho_B \Delta W} n_{oi},$$

где C_{ji} — концентрация растворенных УВ в объеме растворителя ΔW , фильтрующегося через объем открытых пор n_{oi} ; M_B и ρ_B — молекулярная масса (кг/моль) и плотность (кг/м³) воды.

После десорбции УВ в поровую среду НГМТ межмолекулярное взаимодействие в продуктах разложения не принимается во внимание. Влияние внешней среды будет эквивалентно отжиму флюидов из НГМТ, которое можно оценить по эмпирическим зависимостям между эффективным давлением и искомыми параметрами:

$$P_{эф} = P_{геост} - P_{гидр}$$

или

$$P_{эф} = \left(\sigma_{ncpi} - \sigma_{вcp} \right) H(t) 10^{-3},$$

где $H(t)$ — глубина погружения НГМТ.

Соответственно объем флюидационного потока (12), вторичная водонасыщенность кубического метра породы (13) и суммарный объем отжатого флюида (14):

$$\Delta W_{\phi} = n_{oi} \beta_{ni} - n_{oi-1} \beta_{ni-1}, \quad (12)$$

$$\Delta W_0 = \frac{1}{\Delta t} \frac{\Delta \Gamma \beta_{ni}}{\sigma_{НГМТ}}, \quad (13)$$

$$\Delta W = \Delta W_{\phi} + \Delta W_0. \quad (14)$$

Вторичная водонасыщенность (вторичная пористость) ΔW_0 — объем породы, освобождающийся при распаде РОВ на предыдущем этапе и заполняемый пластовыми водами, которые затем выталкивают УВ к границе НГМТ при уплотнении на текущем этапе.

Плотность эмиграции водорастворенных (15) и свободнофазных (16) УВ в данной точке:

$$\Delta G_{раств} = \sum_{msed} (\Delta W C_i), \quad (15)$$

$$\Delta G_{св} = \sum_{h_3} \left(\Delta W \left[\frac{\Delta \Gamma}{\Delta t} - C_i \right] \right), \quad (16)$$

где h_3 — суммарный объем каналов эмиграции; C_i — текущая концентрация УВ.

Расчет плотности начальных геологических ресурсов. Пусть весь объем водорастворенных УВ достигает ловушек, где, согласно [Арье, 1996], УВ отделяются от раствора и образуют первичное скопление. Сделаем допущение, что объемы аккумуляции свободнофазных УВ пропорциональны соотношению $\Delta G_{\text{раств}}/\Delta G_{\text{сум}}$. Тогда локализованные прогнозные ресурсы нефти и газа в пределах структур рассчитываются по формуле

$$D = S \Delta G_{\text{сум}}^{\text{ак}} \theta = S \theta \left(\Delta G_{\text{раств}} + \Delta G_{\text{своб}} \frac{\Delta G_{\text{раств}}}{\Delta G_{\text{раств}} + \Delta G_{\text{св}}} \right),$$

где D — прогнозные (начальные геологические) ресурсы в резервуаре первичной аккумуляции, млн т; S — площадь структуры, км²; $\Delta G_{\text{сум}}^{\text{ак}}$ — средняя суммарная плотность аккумулированных ресурсов в пределах структуры, тыс. т/км²; θ — соотношение между мощностью НГМТ и коллектора.

Замечание. В наших исследованиях величина θ для палеозойско-нижнеюрского РПА составляет 0,35, для среднеюрского — 0,69, для верхнеюрско-мелового РПА — 0,16. Вторичная миграция между структурами I и II порядка не учитывается.

Тестирование алгоритма генерации и эмиграции

При тестировании использованы модели равномерного погружения НГМТ во времени. Выявлены следующие особенности.

1. Длительность процесса генерации «нефтяных» УВ увеличивается в ряду террагенное РОВ — смешанное — аквагенное РОВ, что, вероятно, связано с ростом концентрации липидных компонентов [Борукаев, Полякова, 1998].

2. Нефтегенерационный потенциал полностью реализуется при следующих температурах, °С: 170 — террагенное РОВ, 230 — смешанное, более 250 — аквагенное РОВ.

3. Для смешанного и аквагенного типов РОВ график зависимости интенсивности генерации нефти от времени — двухмодальный, для террагенного РОВ — одномодальный. График зависимости интенсивности генерации газа для всех типов РОВ — одномодальный. Вероятная причина полученных различий — неоднородность энергетических свойств и состава РОВ I и II типов, представленных в разрезе.

4. Установлено нелинейное соотношение эмиграции и генерации нефти, что отражает влияние реакционного объема открытой пористости НГМТ. Эмиграция газа практически линейно связана с интенсивностью генерации.

Моделирование нефтидогенеза: входные параметры

На рис. 4 представлены схематические карты распределения эффективных мощностей (макрореакторов) и $C_{\text{орг}}$ для трех разновозрастных НГМТ. Судя по конфигурации изолиний, мощности возрастают в сторону (палео-)сноса осадков. Особенности распределения $C_{\text{орг}}$ для нижнеюрских отложений скорее всего отражают русловой или дельтовый генезис джангодской свиты. Максимальные концентрации $C_{\text{орг}}$ для среднеюрских и верхнеюрско-меловых пород, вероятно, приурочены к областям палеошельфа в прибрежно-морской и глубоководной частях соответственно.

Карты мощностей НГМТ строились в несколько этапов. На первом по результатам интерпретации ГИС и данным керна определены величины макрореакторов в разрезах скважин СМ-51, М-50, НП-54, НП-124, НП-163, НП-117, УЮ-30 и УЮ-31. Затем с учетом сейсморазведочных данных производился расчет для всего участка. Карты распределения $C_{\text{орг}}$ построены путем интерполяции средних значений в 22 скважинах участка исследования (см. рис. 2).

В табл. 5 приведены нефтегазогенерационные характеристики НГМТ (над чертой указано среднее значение, под чертой — диапазон значений). Начальная масса РОВ оценивалась по

Т а б л и ц а 5. Геохимические параметры НГМТ (с использованием [Скоробогатов и др., 2003])

НГМТ	$C_{\text{орг}}$, %	S_1 , кг/т	S_2 , кг/т	Γ_0 , кг/м ³	$\Gamma_{0н}$, кг/м ³	$\Gamma_{0г}$, кг/м ³
J_{1jng}	$\frac{3,45}{1,84-7,70}$	$\frac{1,12}{0,97-1,45}$	$\frac{14,22}{12,97-28,36}$	$\frac{64,43}{47,72-107,78}$	$\frac{1,23}{1,06-1,59}$	$\frac{49,09}{27,85-77,98}$
J_{2tm}	$\frac{1,23}{1,53-3,61}$	$\frac{2,10}{0,51-2,48}$	$\frac{14,27}{10,10-17,46}$	$\frac{40,65}{24,76-70,84}$	$\frac{2,16}{0,52-2,55}$	$\frac{25,35}{10,45-55,97}$
J_3-K_1dn	$\frac{1,89}{0,86-3,87}$	$\frac{2,35}{0,43-3,25}$	$\frac{15,20}{5,80-17,83}$	$\frac{37,68}{16,85-80,43}$	$\frac{2,62}{0,48-3,64}$	$\frac{19,85}{0,00-61,01}$

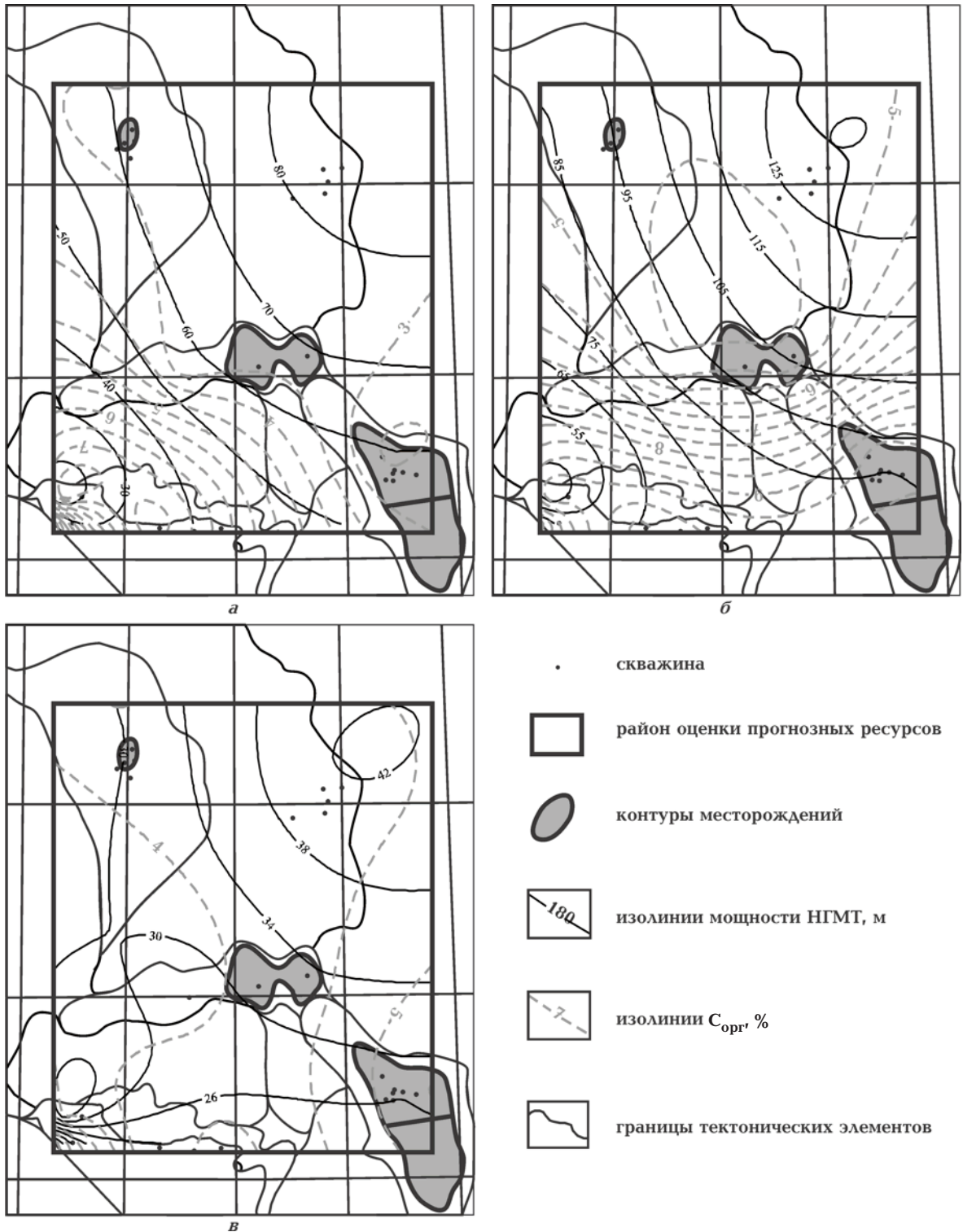


Рис. 4. Схематические карты распределения содержания $C_{орг}$ и эффективной генерирующей мощности НГМТ: а — джангодская свита ($J_1 jng$); б — тюменская свита (J_2tm); в — даниловская свита (J_3-K_1dn).

формулам (1)—(3). Заметим априори, что при полной реализации нефтяного и газового потенциалов НГМТ более перспективны на нефть верхнеюрско-меловой и среднеюрский, на газ — нижнеюрско-палеозойский РПА.

Значения плотности теплового потока из основания (рис. 5) получены путем интерполяции результатов решения обратной задачи геотермии для трех глубоких скважин — СМ-51, НП-54, УЮ-31. Отметим, что значения плотности

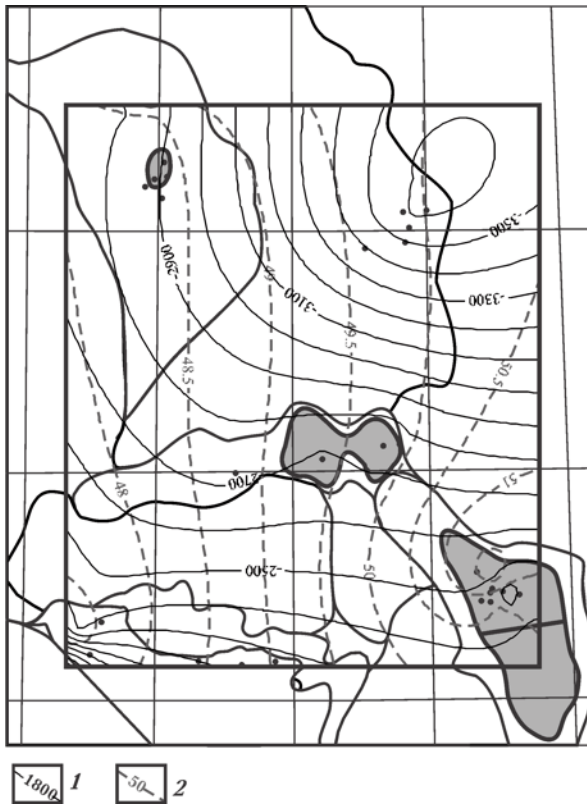


Рис. 5. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания: 1 — абсолютные отметки фундамента, м; 2 — изолинии глубинного теплового потока, мВт/м². Остальные условные обозначения см. на рис. 4.

теплового потока коррелируют с запасами и фазовым составом месторождений УВ: величина теплового потока растет в направлении от газового Усть-Юрибейского к газоконденсатно-нефтяному Новопортовскому месторождению.

По статистическим зависимостям рассчитаны начальные значения открытой пористости (в отн. ед.) пород материнских отложений при плотности тепловых потоков от 47,3 до 51,8 мВт/м² (в среднем 49,6 мВт/м²): J_{1jng} — 0,15—0,32 (в среднем 0,23); J_{2tm} — 0,06—0,26 (0,09); J_3-K_1dn — 0,04—0,11 (0,06). Отметим априори, что емкостные свойства отложений джангодской НГМТ обуславливают ее высокий эмиграционный потенциал.

**Результаты моделирования:
термодинамическая и геохимическая
эволюция резервуаров первичной
аккумуляции Южного Ямала**

Для каждой НГМТ на ключевые моменты построены карты структурного положения очагов генерации УВ, карты интенсивности генерации, карты интенсивности эмиграции водорастворенных и свободнофазных УВ.

Карты распределения температур получены путем решения прямой задачи геотермии на базе площадной модели теплового потока из основания (с учетом векового хода температур на земной поверхности) и геологической модели участка исследования. Карты интенсивности генерации и эмиграции (накопленные объемы УВ за 1 млн лет) построены путем решения прямой задачи моделирования нефтидогенеза на основе распределения площадных моделей входных параметров — $C_{орг}$, $T(t)$, $P(t)$, h и др. Плотность сетки построения карт выходных параметров 0,7 точек/км².

Схематические карты строились на следующие ключевые моменты: конец формирования ахской (132,2 млн лет назад), ярронгской (98,2 млн лет назад), кузнецовской (73,2 млн лет назад) свит, конец палеогена (24,0 млн лет назад) и неогена (1,64 млн лет назад).

Нижнеюрско-палеозойский РПА. Конец формирования ахской свиты (132,2 млн лет назад). Термические условия очагов газогенерации наблюдаются на всем участке исследования, за исключением Ерьяхской зоны поднятий и Мантийской моноклинали. В совокупности с высокой концентрацией РОВ создается благоприятная обстановка для мощной генерации УВ на северо-востоке, не менее 0,19 кг/м³ нефти и 0,14 кг/м³ газа. В силу энергетических особенностей РОВ более интенсивная генерация отмечается на юго-западе — 0,25—0,27 кг/м³ нефти и порядка 0,15 кг/м³ газа. Интенсивность эмиграции водорастворенных УВ варьирует по площади в нешироких пределах — в 2 раза. В наиболее погруженных частях Юрибейского прогиба эмиграция протекает вяло, 0,01—0,03 кг/м² нефти и 0,01—0,05 кг/м² газа, вероятно, только вследствие большой мощности материнских пород. Уплотнение достигло здесь предельного значения интенсивного отжима НГМТ. Объемы эмиграции свободнофазных УВ зависят в большей степени от концентрации РОВ и мощности НГМТ, чем от давления. Их значения в пределах участка исследования варьируют от 4 до 12 кг/м² для нефти и от 5 до 17 кг/м² — для газа.

Конец формирования ярронгской свиты (98,2 млн лет назад). Джангодская НГМТ на северо-востоке участка входит в главную зону нефтеобразования (ГЗН): палеоотметки кровли НГМТ — в пределах 850—2150 м, максимальные палеотемпературы достигают 100 °С. В периферийных частях прогибов появляются пояса *высокоградиентной интенсивности генерации УВ*, что свидетельствует о начале *каскадной генерации нефти* (активация многих

энергетических комплексов) и снижении темпов генерации газа (расход низкоэнергетических компонентов). Плотность генерации нефти до $0,15 \text{ кг/м}^3$, газа — до $0,26 \text{ кг/м}^3$. Температурные условия начала интенсивной генерации нефти соответствуют интервалам 70—75 (юго-запад участка) и 80—85 °С, что на 10—20 °С ниже классического барьера [Бурштейн и др., 1997]. Выделяется неширокий пояс эмиграции газа — между Западно-Ярротинским и Менгенотским структурными мысами с плотностью эмиграции до $0,02 \text{ кг/м}^2$. На северо-востоке эмиграционные процессы газа выражены не явно. Нефтяные УВ достигли предельной концентрации и эмигрируют на всей территории. На юго-западе появляется аналогичный «газовому» пояс активной эмиграции нефти, в пределах которого плотность эмиграции достигает $0,01 \text{ кг/м}^2$. Далее на северо-восток его сменяет резкое понижение интенсивности до нуля, которое затем медленно увеличивается до $0,03 \text{ кг/м}^3$. Судя по положению и форме аномалий свободнофазных УВ, максимум интенсивности эмиграции нефти находится в более погруженных частях района исследований — максимальный прирост ресурсов нефти (до 6 кг/м^2) отмечается в районе Ярротинского и Юрибейского прогибов. Значения эмиграции свободнофазных УВ, в первом приближении, линейно зависят от интенсивности генерации.

Конец формирования кузнецовской свиты (73,2 млн лет назад). Последующее накопление осадочной толщи не вносит сколько-нибудь значимого вклада в термическую обстановку района: на северо-востоке по-прежнему активен небольшой очаг генерации нефти, а на остальной площади широко развиты очаги газообразования. Процессы генерации УВ менее интенсивны по сравнению с предыдущим периодом, но стабилизировались на всем участке исследования, что, по-видимому, указывает на окончательное вхождение материнских отложений в ГЗН. Максимальная интенсивность генерации (нефть — от $0,12 \text{ кг/м}^3$; газ — от $0,14—0,18 \text{ кг/м}^3$) приурочена к прогибам. Начинается интенсивная эмиграция на территории к северо-востоку от Западно-Ярротинского мыса, где интенсивность увеличивается в 1,5—2 раза по сравнению с районом Мантойской моноклинали. Здесь плотность эмиграции водорастворенных УВ достигает $0,02 \text{ кг/м}^2$, свободнофазных УВ — более $9,5 \text{ кг/м}^2$ нефти и $11,5 \text{ кг/м}^2$ газа. Градиент эмиграции ориентирован на северо-восток.

Конец палеогена (24,0 млн лет назад). Накопление палеогеновых отложений приводит к погружению НГМТ на максимальные палео-

глубины, где она прогревается до 100—105 °С (рис. 6, а). Несмотря на это, интенсивность генерации нефти и, частично, газа резко падает до нулевого значения в районе Усть-Юрибейского месторождения (рис. 6, б). Отмечается лишь неширокий пояс генерации нефти, оконтуривающий Восходную структуру (до $0,04 \text{ кг/м}^3$) и приуроченный к склоновым частям Усть-Юрибейского структурного мыса и Восточно-Ярхутаяхской ступени ($0,04—0,07 \text{ кг/м}^3$ и более). Вероятно, на данном этапе почти весь нефтегенерационный потенциал джангодской свиты уже исчерпан. Уменьшение площади генерации газа (плотность генерации $0,01—0,19 \text{ кг/м}^3$) — результат частичного расхода газоматеринского потенциала РОВ на остальной территории без последующей активации более высокоэнергетических компонентов. Здесь по-прежнему продолжается эмиграция УВ в водорастворенной форме с плотностью не выше $0,01 \text{ кг/м}^2$ нефти и $0,03 \text{ кг/м}^2$ газа (рис. 6, в). Эмиграция в южных и восточных районах в свободной фазе актуальна только для газа (рис. 6, г) — интенсивность эмиграции до $7—16 \text{ кг/м}^2$. Эмиграционные потоки с интенсивностью $0,5—4,5 \text{ кг/м}^2$ способствуют дальнейшему накоплению относительно высокомолекулярных УВ в ловушках Усть-Юрибейского месторождения.

Конец неогена (1,64 млн лет назад). Размыв палеогеновых отложений (до 450 м) и климатический сдвиг в неогеновый период понижают температуру в джангодской НГМТ на 5—10 °С. Значительная часть северо-востока выходит из ГЗН, а Мантойская моноклинал на юго-западе участка — из верхней зоны газообразования (ВЗГ). Последующее накопление четвертичных отложений в значительной степени компенсирует размыв и генерация возобновляется. Генерация газа довольно интенсивна в Ярротинском прогибе и на прилегающих территориях: минимум — до $0,18 \text{ кг/м}^3$, в районе Восходной структуры, максимум — в Ярротинском прогибе с интенсивностью порядка $0,28 \text{ кг/м}^3$. Аномалии эмиграции газа ориентированы на северо-запад. Интенсивность варьирует в пределах $0,01—0,03 \text{ кг/м}^2$ для водорастворенного и $5—17 \text{ кг/м}^2$ для свободнофазного газа. Эмиграция нефти в водорастворенной форме (до $0,07 \text{ кг/м}^2$) приурочена к палеообластям генерации. Свободнофазная нефть не эмигрирует.

Среднеюрский РПА. Конец формирования ахской свиты (132,2 млн лет назад). Очаг газообразования сосредоточен на северо-востоке участка и занимает почти половину площади исследования. Палеоглубины достигают 500—

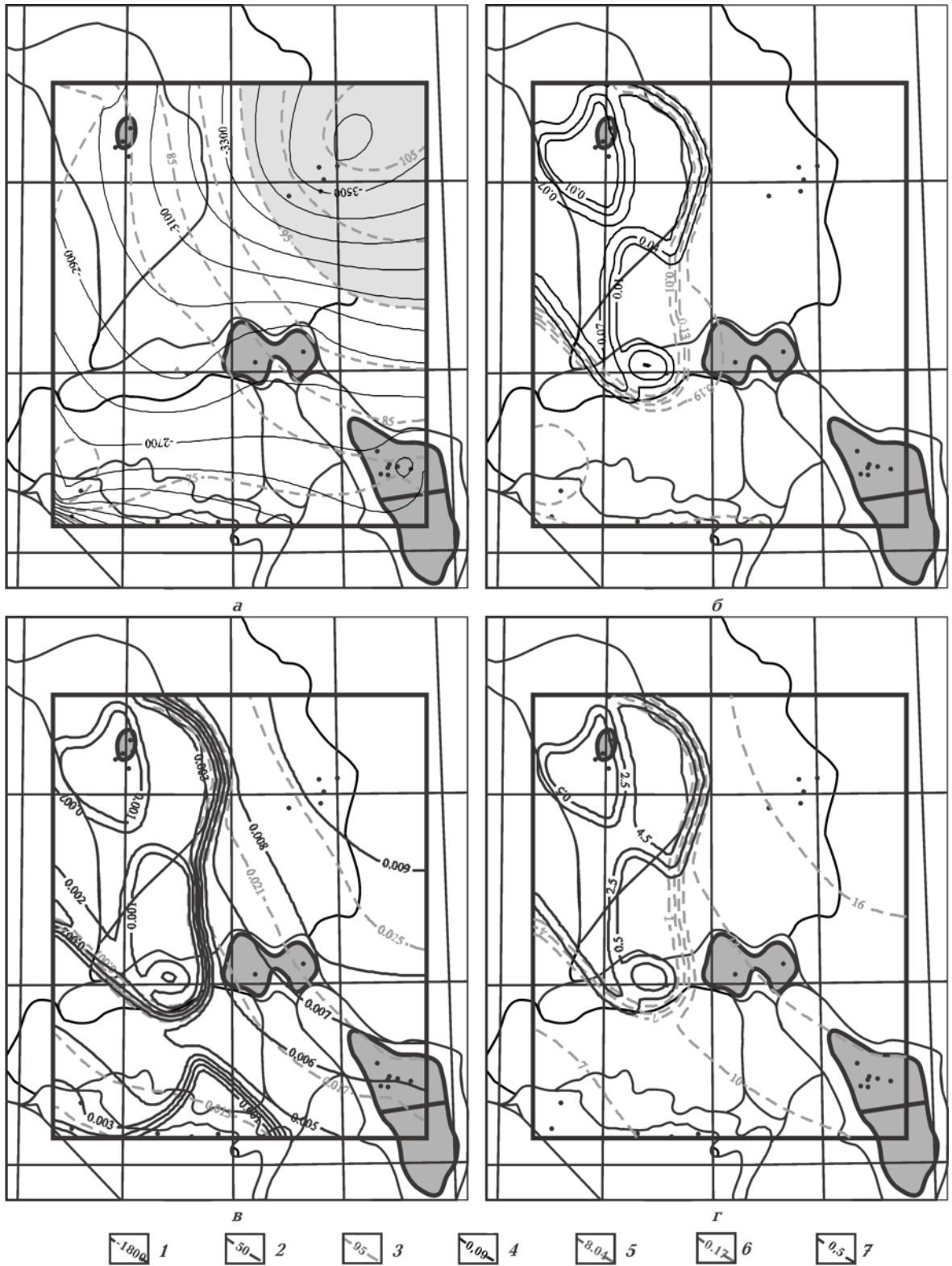


Рис. 6. Схематические палеокарты для джангодской свиты J_1jng (конец палеогена, 24 млн лет назад): а — структурное положение очагов генерации УВ; абсолютные палеотемперки, палеотемпературы; б — интенсивность генерации УВ; в — интенсивность эмиграции водорастворенных УВ; г — интенсивность эмиграции свободнофазных УВ; 1 — абсолютные палеотемперки НГМТ, м; 2 — палеоизотермы НГМТ, с; 3 — площадь очага генерации нефти; 4 — интенсивность генерации нефти+газа, $кг/м^3$ млн лет; 5 — интенсивность генерации газа, $кг/м^3$, млн лет; 6 — прирост эмиграции газа, $кг/м^2$; 7 — прирост эмиграции нефти, $кг/м^2$.

900 м, палеотемпературы — 30—60 °С. Наблюдается повышение интенсивности генерации газа на юго-востоке (до 4 кг/м³) и нефти на северо-востоке (более 0,42 кг/м³), что связано с областями повышенных концентраций РОВ соответствующего типа на этих участках. Севернее Малоямальского месторождения плотность генерации менее 1 кг/м³. Сходная обстановка отмечается в районе Мантойской моноклинали, где интенсивность генерации не превышает 0,33 кг/м³. Контурсы аномалий интенсивности эмиграции нефти (плотность 0,02—0,07 кг/м²) в водорастворенной форме ориентированы субшироко. Плотность эмиграции нефти свободной фазы 7—25 кг/м². Газоэмиграция для обеих форм стабильно растет на юго-восток в сторону Новопортовского месторождения. Плотность эмиграции водорастворенного газа 0,03—0,17, свободнофазного — от 8 до 38 кг/м².

Конец формирования ярронгской свиты (98,2 млн лет назад). Нефтегазоматеринские отложения находятся в ВЗГ по всей территории: палеоотметка кровли НГМТ — в пределах 800—1700 м, палеотемпературы достигают 80 °С. Однако по всему участку исследования прекращается генерация нефти и газа. Это обусловлено следующими факторами: полный расход низкоэнергетических соединений на предыдущих этапах; повышение температуры и давления в нефтегенерационной системе еще не обеспечивает активацию более стабильных компонентов РОВ. Отмечаются относительное снижение интенсивности эмиграции и согласованность аномалий эмиграции с областями генерации предыдущих этапов нефтегазообразования. Несмотря на прекращение генерации, эмиграция УВ в свободной фазе наблюдается на всем участке. Плотность эмиграции: водорастворенных УВ — 0,01—0,02 кг/м² нефти и 0,01—0,04 кг/м² газа; свободнофазных УВ — 4—12 кг/м² нефти и 6—18 кг/м² газа.

Конец формирования кузнецовской свиты (73,2 млн лет назад). На данном этапе не происходит существенных изменений в температурном режиме: кровля тюменской НГМТ — на отметках 850—1700 м, максимальные палеотемпературы 85 °С (рис. 7, а). Появляются пояса интенсивной генерации нефти и газа вдоль южных склонов Южно-Ямальского мегавала (рис. 7, б) с плотностями генерации для нефти и газа 0,01—0,16 кг/м³ и 0,05—0,55 кг/м³ соответственно. Термические условия этих зон генерации нефти — лишь 68—72 °С, что не позволяет уверенно идентифицировать фазовое состояние продуктов генерации. Интенсив-

ность эмиграции УВ коррелирует с областями интенсивной генерации (рис. 7, в, г). Для эмиграции водорастворенных УВ характерно некоторое уплотнение изолиний в районе положительных структур. Плотность эмиграции: водорастворенных УВ — 0,01—0,04 кг/м² нефти и 0,01—0,09 кг/м² газа; свободнофазных УВ — 4—22 кг/м² нефти и 4—28 кг/м² газа.

Конец палеогена (24,0 млн лет назад). В конце палеогена отложения НГМТ на северо-востоке погружаются в термобарические условия ГЗН — палеоглубины до 3200 м, температуры 90—95 °С. В этот ключевой момент интенсивность генерации нефти и газа достигает максимальных значений (нефть — более 0,72 кг/м³, газ — более 11 кг/м³). Изменились и значения интенсивности эмиграции УВ, что обеспечило поступление нефти и газа в эмиграционный поток УВ из НГМТ в коллектор. Плотность эмиграции: водорастворенных УВ — 0,01—0,08 кг/м² нефти и 0,04—0,19 кг/м² газа; свободнофазных УВ — 1—25 кг/м² нефти и 8—42 кг/м² газа.

Конец неогена (1,64 млн лет назад). Термобарические условия неогенового периода незначительно влияли на интенсивность генерации и эмиграции. Тем не менее очаг нефтегенерации на северо-востоке деактивировался. Минимум генерации газа (менее 1 кг/м³) оконтуривает центральный район между Усть-Юрибейским и Малоямальским месторождениями, а области минимальной активности процессов генерации нефти (до 0,38 кг/м³) по-прежнему локализованы вблизи Мантойской моноклинали и Западно-Ярротинского структурного мыса. На юго-западе прослеживается высокоградиентная зона эмиграции свободнофазной нефти с интенсивностью 1—10 кг/м², которая явно с процессами генерации не связана. Это явление отмечено нами и при моделировании генерации и эмиграции УВ в разрезе скв. Панлорская 2 [Попов, Исаев, 2010], расположенной в центральной части Югорского свода [Исаев и др., 2009]. Значения интенсивности эмиграции водорастворенных УВ меняются в пределах 0,01—0,07 кг/м² для нефти и 0,04—0,16 кг/м² для газа, свободнофазных УВ — 1—25 кг/м² нефти и 6—40 кг/м² газа.

Верхнеюрско-меловой РПА. Конец формирования ахской свиты (132,2 млн лет назад). На данном этапе формирования разреза отмечаются температурные условия ниже температур ВЗГ — до 45 °С, кровля даниловской НГМТ — на палеоотметках 300—500 м. Область генерации газа (0,05—0,55 кг/м³) приурочена к Новопортовской структуре и восточным районам Ярротинского прогиба. Нефть генерируется на всей

площади исследования — плотность генерации от 0,11 до 0,23 кг/м³ и более. Интенсивность эмиграции водорастворенных УВ изменяется по площади в пределах 0,01—0,09 кг/м² (газ) и до 0,02 кг/м² (нефть). Для свободнофазных УВ интенсивность эмиграции варьирует в пределах 1—10 кг/м² (нефть) и 1—16 кг/м² (газ).

Конец формирования ярротинской свиты (98,2 млн лет назад). В даниловской НГМТ наблюдается широкомасштабное развитие очагов генерации газа: палеотметки кровли НГМТ — до 800—1300 м, палеотемпературы — до 70 °С. Нефть генерирует преимущественно на севере — плотность более 0,11 кг/м³. К южной части Западно-Ярротинского мыса и восточной части Южно-Ямальского мегавала приурочена область генерации газа с интенсивностью до 0,28 кг/м³. Аномалии интенсивности эмиграции нефти и газа локализованы в районе Новопортовского месторождения. Минимум эмиграции приурочен к району Байдарацкого разлома. Плотность эмиграции водорастворенной нефти до 0,01 кг/м², газа — до 0,03 кг/м². Плотность эмиграции свободнофазных УВ — 0,6—4,8 кг/м² нефти и 0,5—7,5 кг/м² газа.

Конец формирования кузнецовской свиты (73,2 млн лет назад). По термобарическим условиям НГМТ находится в ВЗГ — температурные условия соответствуют значениям 55—60 °С. Вместе с тем по наличию градиентного пояса интенсивной генерации нефти на юго-востоке от Восходной структуры (в пределах пояса интенсивность резко возрастает от 0,11 до 0,17 кг/м³), можно судить о вхождении части объема НГМТ в ГЗН. Признаком ВЗГ служит наличие зоны интенсивной генерации газа между Новопортовским и Южно-Ямальским месторождениями (интенсивность от 0,02 до 0,42 кг/м³). Область интенсивной эмиграции газа локализована в районе Новопортовской структуры. Максимальная интенсивность эмиграции нефти — в наименее погруженных частях района исследований. Водорастворенная нефть эмигрирует с плотностью до 0,02 кг/м², газ — до 0,05 кг/м². Эмиграция свободнофазной нефти имеет плотность 1—8 кг/м², газа — 0,5—10 кг/м².

Конец палеогена (24,0 млн лет назад). Максимальные палеотметки кровли НГМТ достигают 1550—2750 м, палеотемпературы — 80 °С. Несмотря на интенсивные термобарические условия, даниловская НГМТ не входит полным объемом в ГЗН. Градиентная зона нефтегенерации смещается на юго-запад. Плотность генерации по площади исследования 0,03—0,24 кг/м³ для нефти и 0,05—0,55 кг/м³ для

газа. Повышенное содержание здесь гумусовой составляющей РОВ определяет более высокий энергетический барьер интенсивной генерации УВ. Эмиграция УВ усиливается по сравнению с предыдущим этапом. Интенсивность генерации незначительно влияет на интенсивность эмиграции. Аномалии эмиграции, в основном, приурочены к положительным структурам. Плотность эмиграции водорастворенных УВ: нефть — 0,01—0,03 кг/м², газ — до 0,10 кг/м². Плотность эмиграции свободнофазной нефти 0,5—9,5 кг/м², газа — 1—16 кг/м².

Конец неогена (1,64 млн лет назад). Даниловская свита — на палеоглубинах 1300—2200 м. Из-за размыва палеогеновой толщи для данного этапа характерен спад геотемператур, максимум которых едва достигает 75 °С. Крайняя юго-западная область выходит из ВЗГ. Интенсивность генерации УВ по площади исследования варьирует в следующих пределах: нефть — 0,03—0,24 кг/м², газ — 0,05—0,55 кг/м². Плотность эмиграции водорастворенных УВ имеет следующие значения: нефть — до 0,03 кг/м², газ — 0,01—0,10 кг/м². Плотность эмиграции свободнофазных УВ: нефть — 0,5—9,5 кг/м², газ — 1—16 кг/м².

Результаты моделирования нафтидогенеза:

оценка ресурсов углеводородов

На схематических картах (рис. 8—10) для НГК, включающих соответствующие РПА, отражено распределение плотности *прогнозных ресурсов первично аккумулированных нефти и газа — начальных геологических ресурсов УВ*. Карты плотности прогнозных ресурсов рассчитаны из карт эмиграции путем суммирования объемов УВ, эмигрировавших за период времени на данной территории. Интенсивность генерации (эмиграции) между ключевыми моментами принималась постоянной. Плотность сетки построения карт выходных параметров 0,7 точек/км². Суммарная оценка ресурсов НГК, ранжирование структур I и II порядков, месторождений дана в табл. 7—12. Значения ресурсов УВ приведены: для нефти — в тыс. т/км², газа — в тыс. т УТ/км² (УТ — условное топливо).

Максимальные значения плотности ресурсов газа в палеозойском НГК и нижнеюрском подкомплексе юрского НГК (рис. 8, а) приурочены к восточной части Юрибейского прогиба. Нефть (рис. 8, б) связана, главным образом, с Мантойской моноклиной и Западно-Ярротинским прогибом. Плотность ресурсов нефти растет на северо-востоке, в погруженной части Юрибейского прогиба.

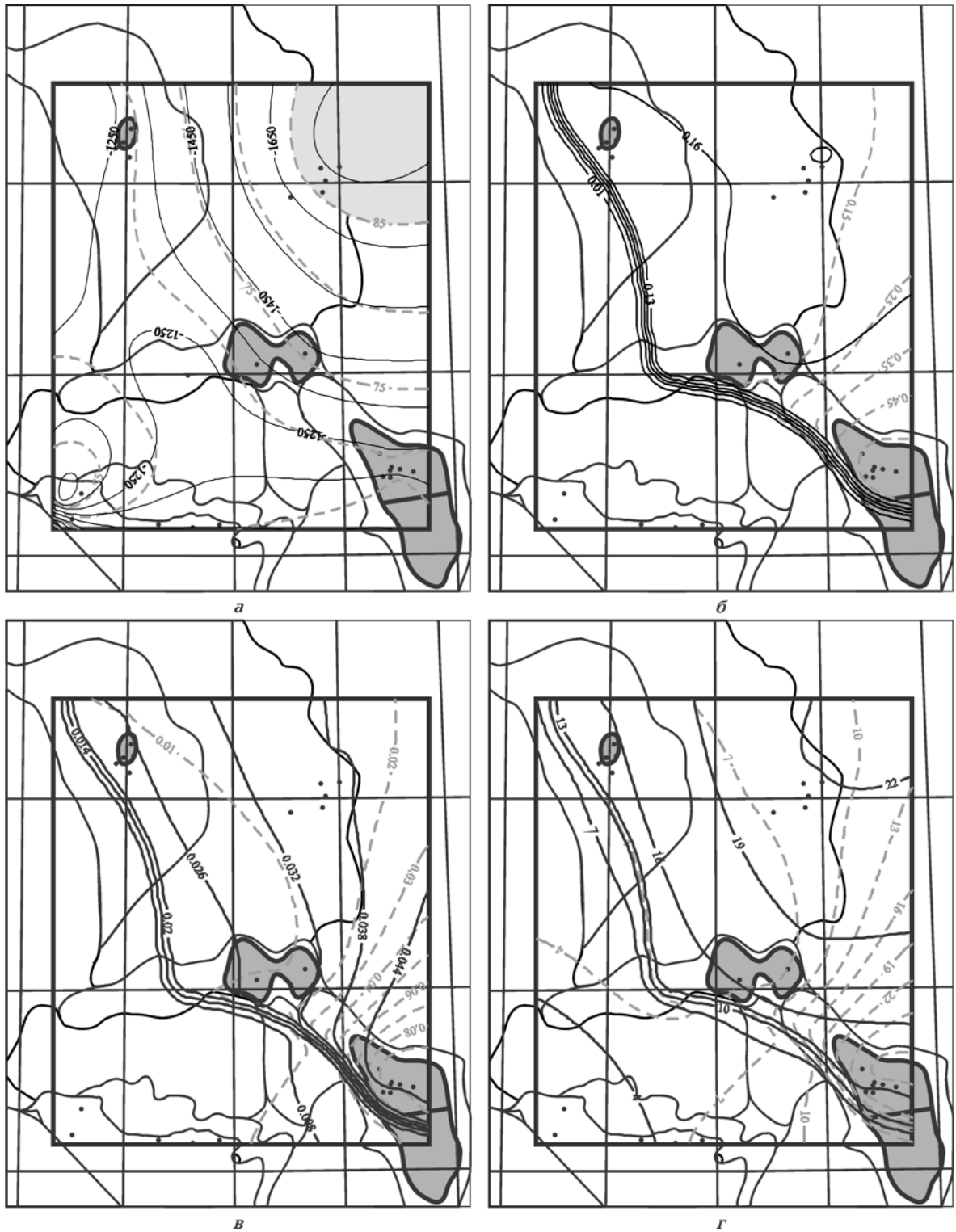


Рис. 7. Схематические палеокарты для тюменской свиты J₂tm (конец формирования кузнецовской свиты, 73,2 млн лет назад): а — структурное положение очагов генерации УВ (абсолютные палеоотметки, палеотемпературы); б — интенсивность генерации УВ; в — интенсивность эмиграции водорастворенных УВ; г — интенсивность эмиграции свободофазных УВ. Условные обозначения см. на рис. 6.

Максимальные значения плотности ресурсов газа в среднеюрском подкомплексе юрского НГК (рис. 9, а) наблюдаются в районе Новопортовского месторождения, что согласуется с зональностью, запасами и фазовым составом залежей УВ месторождений Южного Ямала. Наибольшая плотность ресурсов нефти

(рис. 9, б) — в районе севернее Новопортовского месторождения.

Ресурсы газа в верхнеюрском подкомплексе юрского НГК и меловом НГК (рис. 10, а), в основном, локализованы в районе Новопортовского месторождения. Максимум плотности ресурсов нефти (рис. 10, б) находится севернее Ново-

Т а б л и ц а 6. Начальные геологические ресурсы газа в палеозойском НГК и нижнеюрском подкомплексе юрского НГК Южного Ямала

Структуры, месторождения	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Прогнозные ресурсы, млн т	Ранжирование по прогнозным ресурсам
Структуры II порядка, месторождения				
Мантойская моноκлираль	225	20	5 (D ₁ ^{ЛОК})	6
Западно-Ярротинский структурный мыс	825	27	22 (D ₁ ^{ЛОК})	4
Менгенотский структурный мыс	475	34	16 (D ₁ ^{ЛОК})	5
Усть-Юрибейский структурный мыс	1625	28	46 (D ₁ ^{ЛОК})	1
Усть-Юрибейское	94	27	3 (D ₁ ^{ЛОК})	7
Новопортовское	1200	35	42 (D ₁ ^{ЛОК})	2
Малоямальское	700	40	28 (D ₁ ^{ЛОК})	3
Структуры I порядка				
Ярротинский прогиб	6240	26	162 (D ₂)	II
Юрибейский прогиб	8000	48	384 (D ₂)	I
Южно-Ямальский мегавал	3600	33	119 (D ₂)	III
Всего в структурах I порядка, млн т	665 (D ₂)			

Т а б л и ц а 7. Начальные геологические ресурсы нефти в палеозойском НГК и нижнеюрском подкомплексе юрского НГК Южного Ямала

Структуры, месторождения	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Прогнозные ресурсы, млн т	Ранжирование по прогнозным ресурсам
Структуры II порядка, месторождения				
Мантойская моноκлираль	225	1	0,4 (D ₁ ^{ЛОК})	7
Западно-Ярротинский структурный мыс	825	2	2 (D ₁ ^{ЛОК})	4
Менгенотский структурный мыс	475	5	2 (D ₁ ^{ЛОК})	5
Усть-Юрибейский структурный мыс	1625	6	10 (D ₁ ^{ЛОК})	1
Усть-Юрибейское	94	6	1 (D ₁ ^{ЛОК})	6
Новопортовское	1200	5	6 (D ₁ ^{ЛОК})	2
Малоямальское	700	7	5 (D ₁ ^{ЛОК})	3
Структуры I порядка				
Ярротинский прогиб	6240	3	19 (D ₂)	II
Юрибейский прогиб	8000	6	48 (D ₂)	I
Южно-Ямальский мегавал	3600	5	18 (D ₂)	III
Всего в структурах I порядка, млн т	85 (D ₂)			



Рис. 8. Схематические карты распределения плотности ресурсов газа (а) и нефти (б) для палеозойского НГК и нижнеюрского подкомплекса юрского НГК. Изолинии — плотность первично-аккумуляированных ресурсов газа (нефти), тыс. т/км².

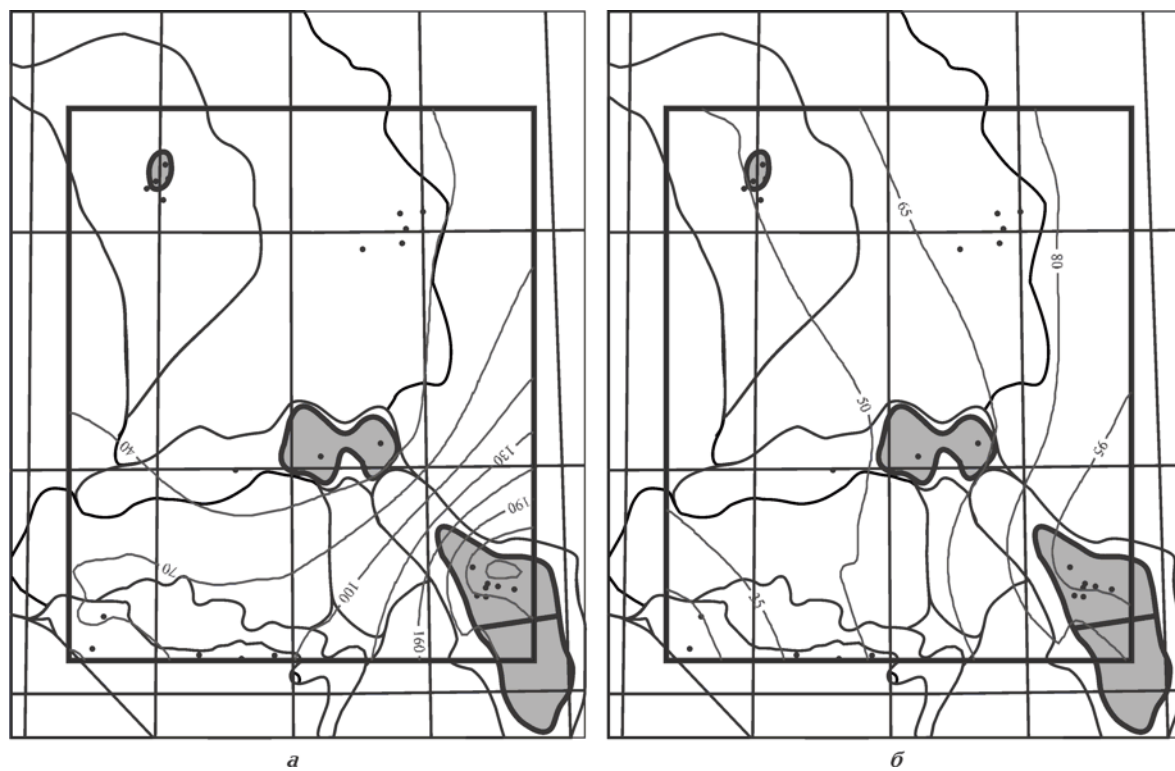


Рис. 9. Схематические карты распределения плотности ресурсов газа (а) и нефти (б) для среднеюрского подкомплекса юрского НГК. Условные обозначения см. на рис. 8.

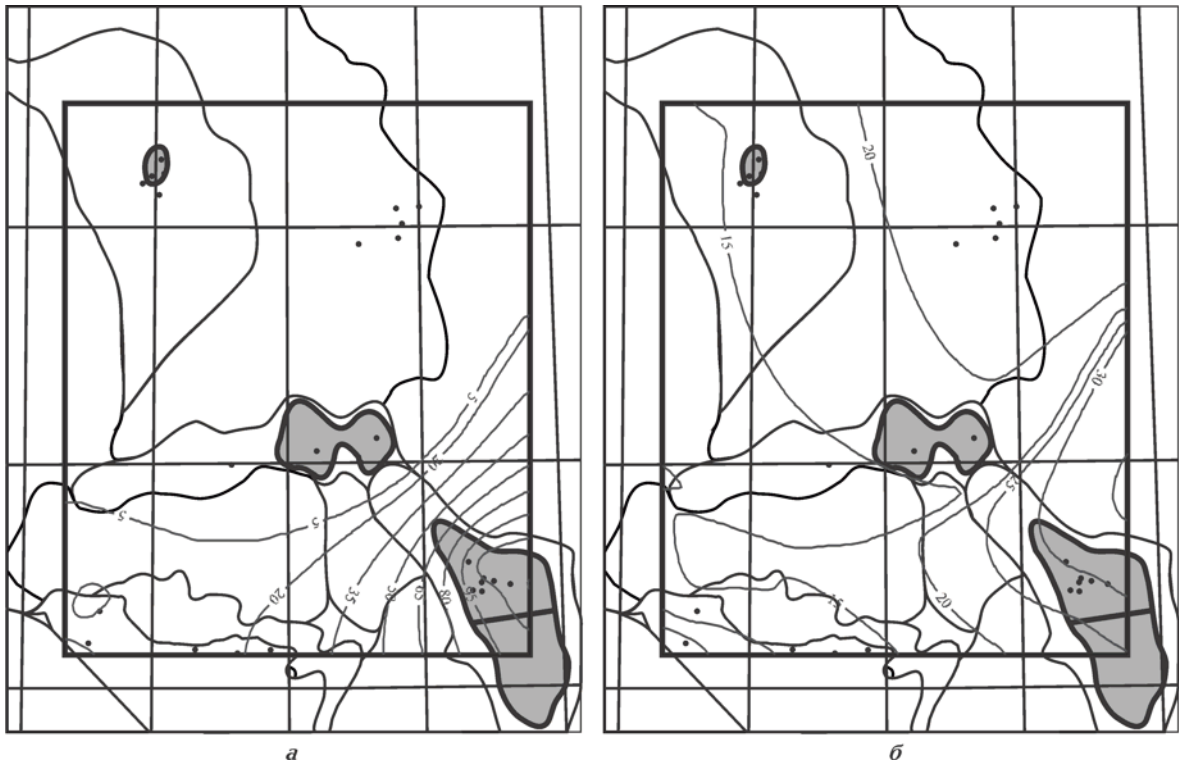


Рис. 10. Схематические карты распределения плотности ресурсов газа (а) и нефти (б) УВ для верхнеюрского подкомплекса юрского НГК и мелового НГК. Условные обозначения см. на рис. 8.

Т а б л и ц а 8. Начальные геологические ресурсы газа в среднеюрском подкомплексе юрского НГК Южного Ямала

Структуры, месторождения	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Прогнозные ресурсы, млн т	Ранжирование по прогнозным ресурсам
Структуры II порядка, месторождения				
Мантойская моноклиналъ	225	55	12 (D ₁ ^{ЛОК})	6
Западно-Ярротинский структурный мыс	825	100	83 (D ₁ ^{ЛОК})	2
Менгенотский структурный мыс	475	100	48 (D ₁ ^{ЛОК})	3
Усть-Юрибейский структурный мыс	1625	20	33 (D ₁ ^{ЛОК})	4
Усть-Юрибейское	94	20	2 (D ₁ ^{ЛОК})	7
Новопортовское	1200	180	216 (D ₁ ^{ЛОК})	1
Малоямальское	700	35	25 (D ₁ ^{ЛОК})	5
Структуры I порядка				
Ярротинский прогиб	6240	120	749 (D ₂)	I
Юрибейский прогиб	8000	30	240 (D ₂)	III
Южно-Ямальский мегавал	3600	140	504 (D ₂)	II
Всего в структурах I порядка, млн т	1493 (D ₂)			

Т а б л и ц а 9. Начальные геологические ресурсы нефти в среднеюрском подкомплексе юрского НГК Южного Ямала

Структуры, месторождения	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Прогнозные ресурсы, млн т	Ранжирование по прогнозным ресурсам
Структуры II порядка, месторождения				
Мантойская моноклиналъ	225	20	5 (D ₁ ^{ЛОК})	6
Западно-Ярротинский структурный мыс	825	45	37 (D ₁ ^{ЛОК})	4
Менгенотский стуктурный мыс	475	65	31 (D ₁ ^{ЛОК})	5
Усть-Юрибейский структурный мыс	1625	60	98 (D ₁ ^{ЛОК})	2
Усть-Юрибейское	94	55	5 (D ₁ ^{ЛОК})	7
Новопортовское	1200	95	114 (D ₁ ^{ЛОК})	1
Малоямальское	700	60	42 (D ₁ ^{ЛОК})	3
Структуры I порядка				
Ярротинский прогиб	6240	50	312 (D ₂)	II
Юрибейский прогиб	8000	60	480 (D ₂)	I
Южно-Ямальский мегавал	3600	75	270 (D ₂)	III
Всего в структурах I порядка, млн т	1062 (D ₂)			

Т а б л и ц а 10. Начальные геологические ресурсы газа в верхнеюрском подкомплексе юрского НГК и меловом НГК Южного Ямала

Структуры, месторождения	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Прогнозные ресурсы, млн т	Ранжирование по прогнозным ресурсам
Структуры II порядка, месторождения				
Мантойская моноклиналъ	225	12	3 (D ₁ ^{ЛОК})	4
Западно-Ярротинский структурный мыс	825	22	18 (D ₁ ^{ЛОК})	2
Менгенотский стуктурный мыс	475	28	13 (D ₁ ^{ЛОК})	3
Усть-Юрибейский структурный мыс	1625	0	—	—
Усть-Юрибейское	94	0	—	—
Новопортовское	1200	90	108 (D ₁ ^{ЛОК})	1
Малоямальское	700	3	2 (D ₁ ^{ЛОК})	5
Структуры I порядка				
Ярротинский прогиб	6240	40	250 (D ₂)	I
Юрибейский прогиб	8000	0	—	—
Южно-Ямальский мегавал	3600	62	223 (D ₂)	II
Всего в структурах I порядка, млн т	473 (D ₂)			

портовского месторождения и в Юрибейском прогибе.

Рекомендации к постановке геологоразведочных работ (ГРР) в районе Южного Ямала

Рекомендации по рациональной последовательности ГРР на различные НГК в пределах участка наших исследований следуют из ран-

жирования структур и площадей (табл. 7—11). Аналогично можно сформулировать рекомендации с учетом фазового состояния углеводородного сырья — «на нефть», «на газ».

Рациональная очередность *горазведки месторождений на меловой НГК и верхнеюрский подкомплекс юрского НГК*: 1 — Новопортовское; 2 — Малоямальское. Рациональная очередность

Т а б л и ц а 11 . Начальные геологические ресурсы нефти в верхнеюрском подкомплексе юрского НГК и меловом НГК Южного Ямала

Структуры, месторождения	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Прогнозные ресурсы, млн т	Ранжирование по прогнозным ресурсам
Структуры II порядка, месторождения				
Мантойская моноклинал	225	8	2 (D ₁ ^{ЛОК})	6
Западно-Ярротинский структурный мыс	825	13	11 (D ₁ ^{ЛОК})	4
Менгенотский структурный мыс	475	24	11 (D ₁ ^{ЛОК})	5
Усть-Юрибейский структурный мыс	1625	16	26 (D ₁ ^{ЛОК})	2
Усть-Юрибейское	94	16	2 (D ₁ ^{ЛОК})	7
Новопортовское	1200	26	31 (D ₁ ^{ЛОК})	1
Мало-Ямальское	700	17	12 (D ₁ ^{ЛОК})	3
Структуры I порядка				
Ярротинский прогиб	6240	15	94 (D ₂)	II
Юрибейский прогиб	8000	18	144 (D ₂)	I
Южно-Ямальский мегавал	3600	22	79 (D ₂)	III
Всего в структурах I порядка, млн т	317 (D ₂)			

горазведки месторождений на среднеюрский подкомплекс юрского НГК: 1 — Новопортовское; 2 — Малоямальское; 3 — Усть-Юрибейское. Рациональная очередность *горазведки месторождений на нижнеюрский подкомплекс юрского НГК и палеозойский НГК*: 1 — Новопортовское; 2 — Малоямальское. Рекомендуется постановка *поисково-разведочных работ на меловой, юрский и палеозойский НГК* в районе Малоямальского месторождения.

Рациональная очередность *детализации поисков в пределах структур II порядка на меловой НГК и верхнеюрский подкомплекс юрского НГК*: 1 — Усть-Юрибейский структурный мыс; 2 — Западно-Ярротинский структурный мыс; 3 — Менгенотский структурный мыс; 4 — Мантойская моноклинал. Рациональная очередность *детализации поисков в пределах структур II порядка на среднеюрский подкомплекс юрского НГК*: 1 — Западно-Ярротинский структурный мыс; 2 — Усть-Юрибейский структурный мыс; 3 — Менгенотский структурный мыс; 4 — Мантойская моноклинал. Рациональная очередность *детализации поисков в пределах структур II порядка на нижнеюрский подкомплекс юрского НГК и палеозойский НГК*: 1 — Усть-Юрибейский структурный мыс; 2 — Западно-Ярротинский структурный мыс; 3 — Менгенотский структурный мыс; 4 — Мантойская моноклинал.

Рациональная очередность *постановки поисков (новые площади) на меловой, юрский и палеозойский НГК в пределах структур I порядка,*

в южной и северо-восточной частях участка: «на газ»: 1) Ярротинский прогиб, 2) Юрибейский прогиб, 3) Южно-Ямальский мегавал; «на нефть и конденсат»:— 1) Юрибейский прогиб, 2) Ярротинский прогиб, 3) Южно-Ямальский мегавал.

Закключение. Суммируя полученные результаты по Южному Ямалу, отметим следующее.

1. На основе данных бурения, геохимических параметров метода Rock-Eval, интерпретации данных ГИС выделены три потенциально нефтегазоматеринские свиты: джангодская J₁jng (террагенное РОВ), тюменская J₂tm (смешанное РОВ) и даниловская J₃—K₁dn (аквагенное РОВ). В совокупности с сингенетичными им песчано-алевритовыми телами и экранирующими толщами эти свиты образуют нефтегазоперспективные резервуары первичной аккумуляции в меловом, юрском и палеозойском НГК.

2. Для проведения оценки прогнозных ресурсов УВ разработаны компьютерный алгоритм и комплексная методика моделирования нефтидогенеза — моделирования процессов генерации и эмиграции УВ, базирующегося на результатах палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, данных пиролитического метода Rock-Eval, теории кинетики реакций и термодинамических уравнений, с учетом моделей эмиграции А. Г. Арье и В. Ф. Симоненко.

3. На участке исследований установлена термодинамическая зональность процессов

нафтидогенеза — наличие пространственно-временных «поясов» резкого повышения интенсивности генерации и эмиграции УВ на этапах развития материнских отложений, характеризующих вхождение в ГЗН. По термобарическим условиям «пояса» интенсивной генерации УВ коррелируют с границами очагов их генерации, выделяемые по геотермическому критерию, в соответствии с балансовой моделью академика А. Э. Конторовича [Бурштейн и др., 1997]. Это еще одно свидетельство фундаментальной закономерности — термодинамической зональности процессов нафтидогенеза. Вероятно, разработанная модель [Попов, Исаев, 2010] — одна из немногих существующих, способная отразить некоторые главные особенности процессов генерации УВ природных нефтегазовых систем.

4. Установлена прерывистость нафтидогенеза в некоторые интервалы геологического времени. Так, на ключевой момент развития нефтегазоносного бассейна, соответствующий концу формирования ярротинской свиты, в тюменском «макрореакторе» полностью прекратились процессы генерации нефти и газа. Феномен полного прекращения генерации УВ при температурах ВЗГ—ГЗН объясняется кинетическими особенностями РОВ, характерного для этого региона, и текущими термобарическими условиями.

5. Не менее интересно и важно то, что интенсивная генерация УВ наблюдается при температурах, ниже принятых в балансовой модели академика А. Э. Конторовича, разработанной для РОВ баженовской свиты. Интерпретация данного явления выполнена с позиций классической кинетики реакций и геохимии органического вещества.

6. Перечисленные выше особенности нафтидогенеза позволили получить важные сведения о динамике нефтегазоаккумуляции в разрезе

трех разновозрастных резервуаров первичной аккумуляции Южного Ямала.

7. Выполнена количественная оценка ресурсов УВ (D_2 , $D_1^{лок}$) и произведена их локализация в пределах структур I и II порядков и месторождений. Максимальные перспективы связаны со среднеюрским подкомплексом юрского НГК, прогнозные ресурсы которого в сумме оцениваются в 2555 млн т УТ: из них на газ первой генерации — 1493; нефть+конденсат(газ?) — 1062 млн т. На втором месте по прогнозной оценке находятся меловой НГК и верхнеюрский подкомплекс юрского НГК, для которых суммарная оценка УВ, в млн т УТ, составляет 790, в том числе газа — 473, нефти+конденсата (газа?) — 317. Наименьшими ресурсами обладают нижнеюрский подкомплекс юрского НГК и палеозойский НГК, в млн т УТ: всего — 750, газ — 665, нефть+конденсат(газ?) — 85.

8. Достоверность прогноза подтверждается следующими данными: *качественными* — положением, запасами и фазовым составом залежей месторождений; компонентным составом, положением и интенсивностью геохимических аномалий; нефтепроявлениями в пластовых водах пласта Ю₁₀ джангодской свиты; *количественными* — дебитами газа и конденсата из палеозойских отложений Новопортовского месторождения; суммарными запасами УВ среднеюрского НГК на Малоямальском месторождении.

Процесс и результаты моделирования раскрывают генезис залежей УВ в пределах исследуемого района, до сих пор малоизученного, но весьма приоритетного для освоения.

Реализованные алгоритмы прогнозирования нефтегазоносности и локализации прогнозных ресурсов УВ — заслуживающий внимания пример оценки нефтегазового потенциала региональных и локальных объектов геологоразведочных работ.

Список литературы

- Арье А. Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах // Геология нефти и газа. — 1996. — № 7. — С. 4—11.
- Борукаев Г. Ч., Полякова И. Д. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геология и геофизика. — 1998. — 39, № 4. — С. 518—524.
- Бурштейн Л. М., Жигкова Л. В., Конторович А. Э., Меленевский В. Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. — 1997. — 38, № 6. — С. 1070—1078.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Рояк М. Э., Фомин А. Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофиз. журн. — 2009. — 31, № 2. — С. 15—46.
- Катаев О. И. Перспективы нефтегазоносности юрских отложений в пределах Ямала по результатам геохимической съемки // Геология нефти и газа. — 2007. — № 1. — С. 15—22.
- Коган В. Е., Зенин С. Г., Пенкина Н. В. Физическая химия. Ч. 2. Химическая кинетика. — СПб.: СЗТУ, 2005. — 227 с.

- Комарницкий В. М. Отчет о результатах тематических работ «Оперативный анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ по Южно-Ямальскому геоблоку». — Когалым: ООО «КогалымНИПИнефть», 2002. — 230 с.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Изв. Томск. политехн. ун-та. — 2010. — **316**, № 1. — С. 104—110.
- Симоненко В. Ф. Первичная миграция углеводородов в водорастворенном состоянии и их начальная аккумуляция // Обзорная информация. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. — Москва: ВИЭМС, 1989. — Вып. 1. — 56 с.
- Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Конев В. Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. — Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 352 с.
- Строганов Л. В., Скоробогатов В. А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. — Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. — 415 с.
- Tissot B. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology. — Rev. IFP. — 2003. — **58**, № 2. — P. 183—202.