



СТРОЕНИЕ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП

Г. Г. Шемин

Рассмотрены модели строения батского и аален-байосского региональных резервуаров средней юры; приведены методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности, нефтеносности и газоносности резервуаров; выделены и охарактеризованы крупнейшие объекты нефтепоисковых работ.

Ключевые слова: резервуар, флюидоупор, проницаемый комплекс, коллектор, пористость, проницаемость, количественная оценка, нефть, газ, конденсат, ресурсы углеводородов, категории запасов, объекты нефтепоисковых работ.

STRUCTURE AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF THE MIDDLE JURASSIC PETROLEUM POTENTIAL OF THE NORTHERN WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE

G. G. Shemin

Structure models of Bathonian and Aalenian-Bajocian regional reservoirs of the Middle Jurassic have been considered; methods and results of the performed quantitative assessment of the petroleum potential, oil content and gas content of reservoirs have been presented; the largest identified oil exploration targets have been characterized.

Key words: reservoir, seal, permeable complex, reservoir rock, porosity, permeability, quantitative assessment, oil, gas, condensate, hydrocarbon resources, reserve categories, oil exploration targets.

Среднеюрские отложения и выделенные в них батский и аален-байосский региональные резервуары повсеместно распространены в северной части Западно-Сибирской НГП, включающей территорию Ямало-Ненецкого автономного округа, смежные районы Красноярского края и акваторию Карского моря. Изученность их сейсморазведкой и бурением в целом низкая. Наиболее исследованы Надым-Тазовское междуречье и Ямальский полуостров, где выявлена региональная промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений. На Гыданском полуострове проведены преимущественно региональные сейсморазведочные работы и пробурены единичные скважины, а в акватории Карского моря имеется лишь сеть региональных сейсмических профилей.

Вопросы геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений и содержащихся в них региональных резервуаров и продуктивных пластов освещены в работах специалистов ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМСа, ООО «СибНАЦ», ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИНГГ СО РАН и других организаций. Однако результаты исследований до настоящего времени во многом дискуссионны.

В последнее десятилетие в ИНГГ СО РАН проведено комплексное изучение юрских отложений севера Западно-Сибирской НГП, базирующееся на большом геолого-геофизическом материале.

В итоге уточнены модели строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений в целом и содержащихся в них резервуаров, в частности батского и аален-байосского.

Методика оценки качества флюидоупоров

Роль флюидоупоров в процессе формирования и сохранения залежей углеводородов отмечалась многими исследователями [4]. Критерии оценки экранов нефтяных и газовых залежей описаны в литературе [6]. Обычно для оценки качества глинистого состава флюидоупоров пользуются следующими параметрами: вещественный и минералогический состав отложений, содержание и фильтрационно-емкостные свойства песчаных прослоев, толщина флюидоупоров, интенсивность проявления в них разрывной тектоники, трещиноватость и плотность пород. На севере Западно-Сибирской НГП для юрских флюидоупоров изучены лишь некоторые из этих параметров, причем на ограниченном числе участков. Обычно же на рассматриваемой территории имеются только сведения о толщинах флюидоупоров и процентном содержании прослоев песчаников. Эти критерии и были использованы при оценке качества флюидоупоров батского и аален-байосского резервуаров (табл. 1).

Методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений

При количественной оценке мы использовали «Методическое руководство по количествен-



Таблица 1

Оценка качества флюидопоров региональных резервуаров юрского нефтегазоносного мегакомплекса Западно-Сибирской НГП

Литологический состав	Содержание прослоев песчаников, %	Качество флюидопора			
		Высокое	Среднее	Пониженное	Низкое
		Толщина флюидопора (м)			
Глинистый	<1	>15	10–15	5–10	<5
	1–5	>30	15–30	5–15	<5
	5–10		>30	15–30	<15
	10–20		>40	25–40	<25
	20–30			>40	
	30–40			>50	

ной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [5]. Степень изученности отложений бурением и сейсморазведкой позволила количественно оценить перспективы их нефтегазоносности геологическим способом метода внутренних геологических аналогий по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади.

Сначала в соответствии с утвержденными требованиями были выделены и описаны эталонные участки с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов УВ (Малыгинский, Тамбейский, Бованенковский, Новопортовский, Тазовский, Лензитский, Юбилейный, Уренгойский, Береговой, Черничный, Часельский, Верхнечасельский, Ютырмальский, Пальниковский, Крайний, Новогодний и Стахановский).

Далее выделенные по принципу схожести геологического строения области, оцененные тем или иным эталонным участком, были разделены на расчетные участки. При этом использовался следующий набор нефтегазогеологических карт м-ба 1:2 000 000:

- структурные карты по кровле проницаемых комплексов резервуаров;
- карты толщин проницаемых комплексов резервуаров и толщин содержащихся в них песчаников и коллекторов;
- карты качества флюидопоров;
- карты интенсивности генерации углеводородов верхне- и среднеюрских нефтематеринских пород;
- схематические карты катагенеза органического вещества в кровле верхне- и нижнеюрских отложений.

В дальнейшем осуществлялось сравнение контролирующих нефтегазоносность тектонических, литолого-фациальных и геохимических параметров – поправочных коэффициентов для расчетных участков. Общий коэффициент аналогии расчетных участков, устанавливающий соответствие между плотностями начальных суммарных ресурсов углеводородов на эталонном и расчетных участках, вычислялся как произведение поправочных коэффициентов.

На завершающей стадии сначала проводилась количественная оценка удельных плотностей ресурсов углеводородов на расчетных участках,

а затем оценка ресурсов нефти, газа и конденсата в пределах нефтегазоносных областей и в целом на исследуемой территории.

Модели строения и оценка фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств резервуаров

Батский региональный резервуар на большей части севера Западно-Сибирской НГП представлен отложениями верхней части средней и верхней юры (верхи байосского, батский, келловейский, оксфордский и кимериджский ярусы – малышевский, васюганский, георгиевский и баженовский горизонты). В юго-восточной части региона его стратиграфический объем сокращен (верхи байоса, батский и келловейский ярусы – малышевский горизонт и нижневасюганский подгоризонт). Резервуар представлен песчано-алевритово-глинистыми отложениями верхнетюменской подсвиты, точинской, сиговской, яновстанской свит и их возрастными аналогами. В юго-восточной части он сложен породами верхнетюменской и нижневасюганской подсвит (рис. 1). Резервуар распространен почти повсеместно и отсутствует лишь на окраинных участках и в юго-западной части. Его толщина изменяется от 150 до 900 м. Наибольшие ее показатели прогнозируются в восточной и центральной частях региона, в западном и северо-западном направлениях их значения постепенно уменьшаются.

Проницаемый комплекс резервуара представлен алевритово-песчано-глинистыми породами малышевского горизонта (верхнетюменская подсвита и ее возрастные аналоги, продуктивные пласты Ю₂–Ю₄). Толщина проницаемого комплекса варьирует от 30–40 до 450 м. Характер ее изменения по площади сходен с распространением толщин резервуара в целом. Комплекс характеризуется циклическим чередованием песчаников, алевритов и аргиллитов с прослоями углистых пород. В его строении выделяются циклиты разного порядка – от элементарных на уровне слоев до крупных, включающих песчаные пласты и пачки алевритово-глинистых пород, имеющие региональное распространение. В качестве последних подразделений выделены и прослежены на всей рассматриваемой территории циклически

Ю р с к и й									Система	
С р е д н и й									Отдел	
Ааленский			Байосский			Батский			Верх.	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Вымский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский			Лео́нтьевский			Малышевский			Оксфордский	
Лайдинский										



Рис. 1. Стратиграфическое положение батского и аален-байосского региональных резервуаров среднеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП

1–3 – песчаные пласты, имеющие: 1 – локальное, 2 – зональное, 3 – региональное распространение

построенные пачки tm-9, tm-10 и tm-11, которые, кроме глин и алевролитов, составляющих их основной объем, содержат регионально выраженные песчаные пласты (Ю₄, Ю₃ и Ю₂ соответственно) [2].

Песчаники пластов обычно тонкослоистые и мелкозернистые. Обломочный материал полукатанной и угловатой формы, характеризуется плохой и средней, реже хорошей степенью сортировки. По составу обломков породы относятся

к полевошпат-граувакково-кварцевым разновидностям.

Вещественный состав проницаемого комплекса в пределах рассматриваемого региона достаточно разнообразный: преимущественно псаммитовые и псаммитово-алевролитово-глинистые литологические области (П₁Гл₅Ал₅, П₂Ал_{3–4}Гл_{3–5}, П₃Ал_{3–4}Гл_{3–5}), причем они, как правило, приурочены к западным и восточным частям площади. В цент-

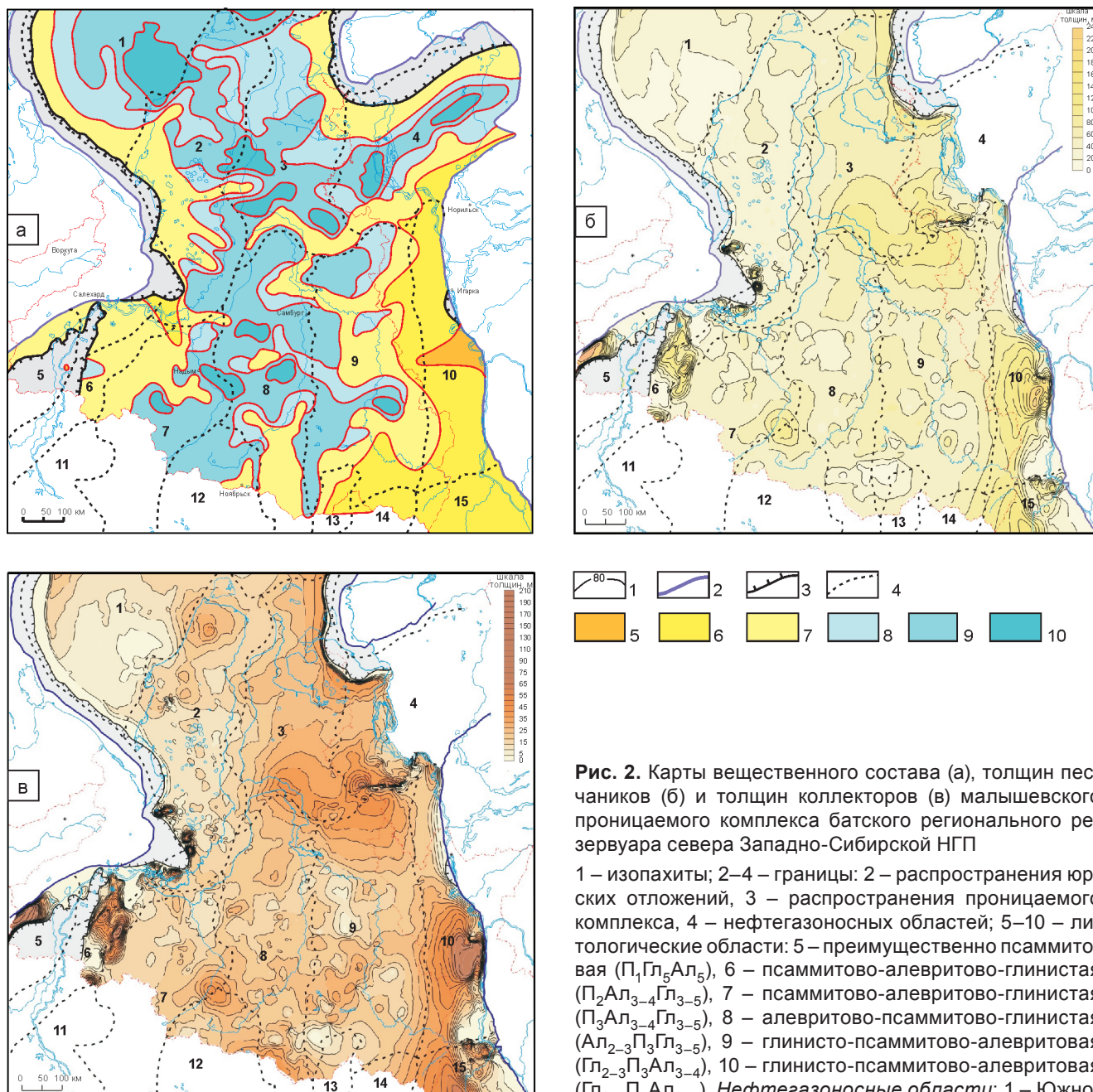


Рис. 2. Карты вещественного состава (а), толщин песчаников (б) и толщин коллекторов (в) малышевского проницаемого комплекса батского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

1 – изопакиты; 2–4 – границы: 2 – распространения юрских отложений, 3 – распространения проницаемого комплекса, 4 – нефтегазоносных областей; 5–10 – литологические области: 5 – преимущественно псаммитовая ($П_1Гл_5Ал_5$), 6 – псаммитово-алевритово-глинистая ($П_2Ал_{3-4}Гл_{3-5}$), 7 – псаммитово-алевритово-глинистая ($П_3Ал_{3-4}Гл_{3-5}$), 8 – алевритово-псаммитово-глинистая ($Ал_{2-3}П_3Гл_{3-5}$), 9 – глинисто-псаммитово-алевритовая ($Гл_{2-3}П_3Ал_{3-4}$), 10 – глинисто-псаммитово-алевритовая ($Гл_{1-4}П_4Ал_{2-4}$). **Нефтегазоносные области:** 1 – Южно-

Карская, 2 – Ямальская, 3 – Гыданская, 4 – Енисей-Хатангская, 5 – Восточно-Уральская, 6 – Приуральская, 7 – Фроловская, 8 – Надым-Пурская, 9 – Пур-Тазовская, 10 – Елогуй-Туруханская, 11 – Красноленинская, 12 – Среднеобская, 13 – Васюганская, 14 – Пайдугинская, 15 – Предъенисейская

ральной части прогнозируются в основном алевритово-псаммитово-глинистые ($Ал_{2-3}П_3Гл_{3-5}$) и глинисто-псаммитово-алевритовые ($Гл_{2-3}П_3Ал_{3-4}$, $Гл_{1-4}П_4Ал_{2-4}$) области (рис. 2, а).

Суммарная толщина песчаников комплекса изменяется от нескольких десятков до 200 м. Ее изменение по площади сходно с распределением толщин проницаемого комплекса в целом (см. рис. 2, б).

Имеются две наиболее обоснованные точки зрения на генезис отложений проницаемого комплекса. Первое представление отражено в работе И. И. Нестерова и др. [1]. Согласно этому представлению в северной и центральной частях рассматриваемого региона формирование осадков

комплекса происходило в условиях мелководной части шельфа и мелководья, а в более южных районах и окраинных частях морского бассейна они накапливались в условиях прибрежных равнин, временами заливавшихся морем. Авторы второй точки зрения (Ф. Г. Гулари и др. [3]) доказывают более мористые условия формирования отложений проницаемого комплекса. По их мнению, в северной части изучаемого региона в малышевское время осадки формировались в глубокой части шельфа, а на остальной части территории – в мелководной.

Коллекторы проницаемого комплекса распространены почти повсеместно. Толщина их изменяется от нескольких до 70 м, наиболее часто от 3–5

до 30 м. В целом, наибольшие толщины коллекторов прогнозируются в восточной части региона, где выделяются три обширные зоны их повышенных значений (3–70 м) (см. рис. 2, в).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов комплекса следующие: открытая пористость от 10 до 27 %, межзерновая проницаемость от долей до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм²; наиболее часто первый показатель изменяется от 11 до 17 %, второй – от долей до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом коллекторы характеризуются средней и пониженной пористостью и низкой проницаемостью.

Флюидопор батского резервуара на большей части рассматриваемой территории представлен преимущественно глинистыми отложениями васюганского, георгиевского и баженовского горизонтов, лишь на юго-востоке – глинистыми породами нижневасюганского подгоризонта. Толщина флюидопора изменяется от 10–20 до 600 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в северо-восточной части региона, примыкающей к Енисей-Хатангскому региональному прогибу, где флюидопор сложен глинистыми отложениями точинской и гольчихинской свит. В северо-западном, западном и южном направлениях толщины уменьшаются.

Разрез флюидопора представлен глинами с прослоями песчаников. Их минералогический состав трехкомпонентный. Основную часть глин составляют слюда и хлорит.

Толщины прослоев песчаников в разрезе обычно от долей до 2–3 м, в юго-восточной части

до 5–7 м. Песчаники преимущественно мелкозернистые, в различной степени алевроитистые и глинистые. Их содержание от долей до 30 %, в большей части региона не более 1–3 %, лишь на юго-востоке отмечается значительное опесчанивание флюидопора.

Анализ показателей, влияющих на экранирующие свойства флюидопора, позволяет выделить земли различного качества – от высокого до низкого. Качество флюидопора батского резервуара преимущественно высокое (рис. 3, а).

Аален-байосский региональный резервуар (верхи ааленского, байосский ярусы; вымский и леонтьевский горизонты) объединяет отложения вымской, леонтьевской свит, ниже-, среднетюменской подсвит и низы толькинской свиты, характеризующиеся почти повсеместным распространением на севере Западно-Сибирского НГБ (см. рис. 1). Лишь в окраинных западной, северо-восточной и восточной его частях они отсутствуют. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков до 500 м; наибольшие значения (300–500 м) прогнозируются в центральной части региона, средние (200–300 м) – в южной, минимальные (от нескольких десятков до 200 м) – на остальной его территории.

Разрез резервуара характеризуется упорядоченным чередованием пластов песчаников и алевролитово-глинистых пород с существенным преобладанием последних. В его строении выделено восемь пачек циклического строения (tm-1 – tm-8) ниже- и среднетюменской подсвит (и их ана-

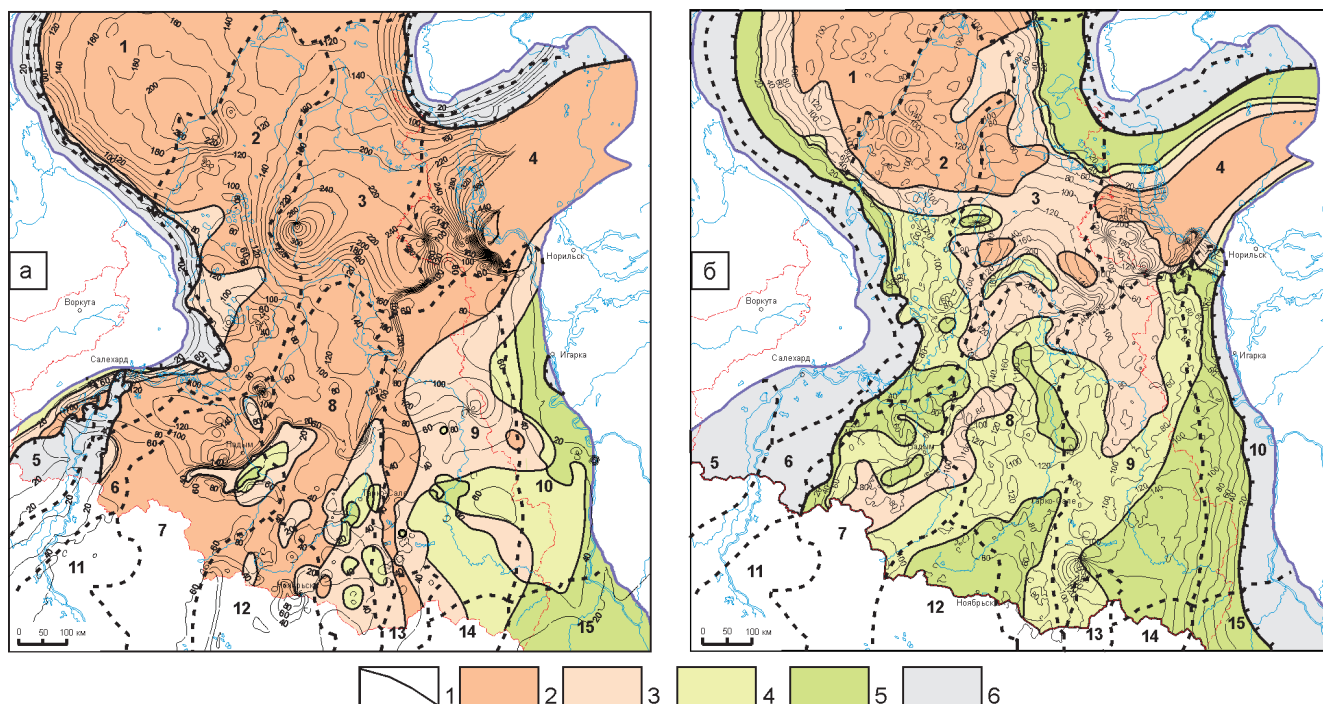


Рис. 3. Карты качества нижневасюганского (а) и леонтьевского (б) флюидопоров батского и аален-байосского региональных резервуаров севера Западно-Сибирской НГП

1 – границы областей разного качества флюидопоров; 2–5 – области разного качества флюидопора: 2 – высокого, 3 – среднего, 4 – пониженного, 5 – низкого; 6 – область отсутствия проницаемого комплекса резервуара. Нефтегазоносные области см. на рис. 2

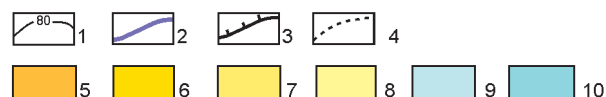
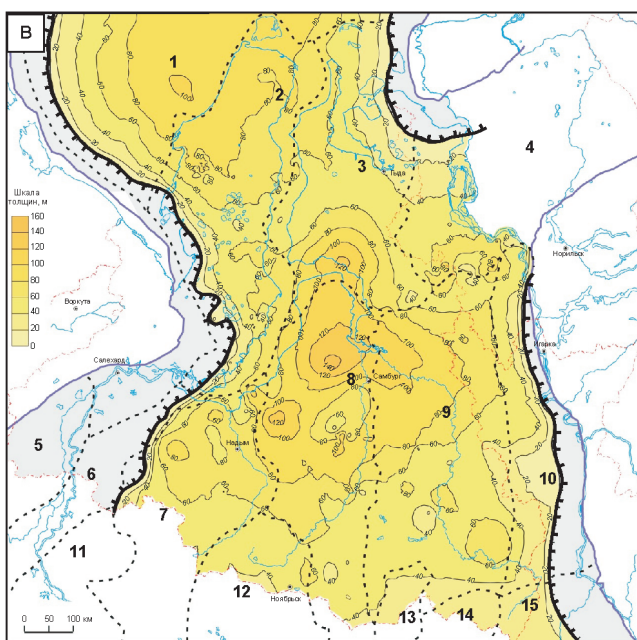
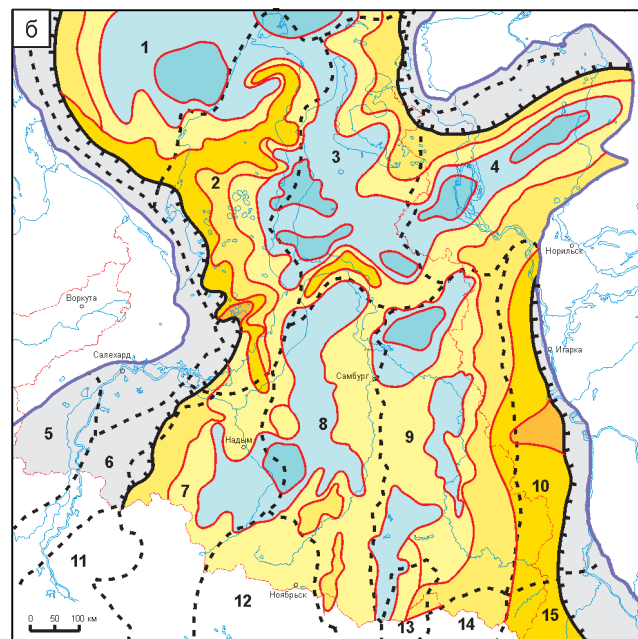
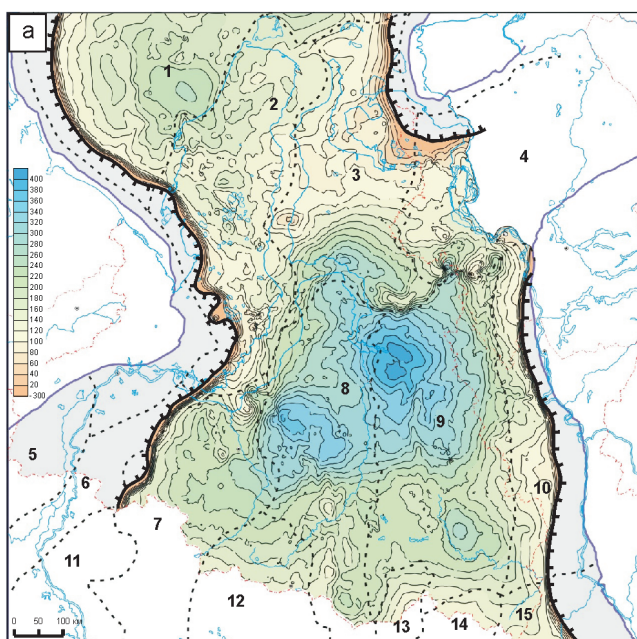


Рис. 4. Карты толщин проницаемого комплекса (а), вещественного состава (б) и толщин песчаников (в) вымского горизонта аален-байосского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

5–10 – литологические области: 5 – преимущественно псаммитовая ($P_1Al_5Gl_5GrO_5$), 6 – псаммитово-алевритово-глинистая ($P_2Al_{3-4}Gl_{4-5}$), 7 – псаммитово-алевритово-глинистая ($P_3Al_{3-4}Gl_{3-5}$), 8 – алевритово-псаммитово-глинистая ($Al_{2-4}P_3Gl_{3-5}$) и глинисто-псаммитово-алевритовая ($Gl_3P_3Al_{3-4}$), 9 – алевритово-глинисто-псаммитовая ($Al_{2-3}Gl_{3-4}P_4$) и глинисто-алевритово-псаммитовая ($Gl_{2-3}Al_{3-4}P_4$), 10 – преимущественно глинисто-алевритовая ($Gl_{1-4}Al_{3-5}P_5$). Остальные усл. обозн. см. на рис. 2

логов), в основании каждой из которых залегают пласты песчаников, имеющие региональное распространение и характеризующиеся значительными фаціальными изменениями.

Литологический состав резервуара изменчив по площади региона. Содержание песчаников в разрезе от 10–15 до 40–45 %. Наиболее опесчанен резервуар обычно по краям бассейна, вблизи источников сноса обломочного материала.

Фаціальный состав отложений резервуара весьма разнообразен: от типично континентальных (аллювиальных равнин) до прибрежно-морских и морских (заливно-лагунного побережья и мелководного шельфа), причем в западном и северо-восточном направлениях роль переходных и морских обстановок возрастает.

Проницаемый комплекс аален-байосского резервуара представлен алевритово-песча-

но-глинистыми породами нижнетюменской и низов среднетюменской подсвит и их стратиграфическими аналогами, распространенными почти повсеместно. Толщина проницаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 400 м, характер ее изменения по площади региона в целом сходен с распределением толщин резервуара (см. рис. 4, а).

Проницаемый комплекс резервуара характеризуется упорядоченным чередованием песчаников, алевритов, аргиллитов и углистых пород. В его строении выделяются циклиты разного масштаба, от элементарных, состоящих из слоев и слоев, до крупных, включающих песчаные пласты и пачки алевритово-глинистых пород. В качестве последних выделены и прослежены на всей территории региона шесть циклически построенных пачек (от $tm-1$ до $tm-6$). В основании каж-



дой из них залегают пласты песчаников Ю₁₂, Ю₁₁, Ю₁₀, Ю₉, Ю₈ и Ю₇ соответственно, имеющие региональное распространение. Кроме того, в состав проницаемого комплекса включен пласт Ю₆ пачки tm-5, алевроитово-глинистая часть которой входит в состав вышезалегающего флюидоупора.

Песчаники пластов массивные и тонкослоистые, преимущественно мелкозернистые, в различной степени алевитистые и алевроитовые, с взаимопереходами в алевролитово-песчаники. По составу обломков породы относятся к полевошпатово-граувакково-кварцевым, реже полевошпатово-кварцево-грауваковым разновидностям. Обломочный материал полукатанной и угловатой формы, различной степени сортировки, часто хорошо отсортированный.

Вещественный состав проницаемого комплекса, как и вышезалегающего, разнообразный: от преимущественно псаммитового (П₁Ал₅Гл₅ГрО₅) до преимущественно глинисто-алевролитового (Гл₁₋₄Ал₃₋₅П₅). В западной, северо-восточной и восточной частях, вблизи источников сноса обломочного материала, наиболее широко развиты преимущественно псаммитовые (П₁Ал₅Гл₅ГрО₅), псаммитово-алевроитово-глинистые (П₂Ал₃₋₄Гл₄₋₅, П₃Ал₃₋₅Гл₃₋₅) и алевроитово-псаммитово-глинистые (Ал₂₋₄П₃Гл₃₋₅) литологические области, а на остальной территории, особенно в северной части, – менее обогащенные псаммитовым материалом (Ал₂₋₃Гл₃₋₄П₄, Гл₁₋₄Ал₃₋₅П₅) (см. рис. 4, б).

Суммарная толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 150 м, обычно 40–80 м. Изменение толщин песчаников по площади района сходно с распределением толщин проницаемого комплекса (см. рис. 4, в).

Емкостно-фильтрационная модель проницаемого комплекса аален-байосского резервуара представляется следующей. Коллекторы проницаемого комплекса распространены на большей части исследуемой территории. Толщина их изменяется от нескольких до 30 м, наиболее часто от 5 до 15 м. Изменение ее значений по площади региона в целом сходно с распределением толщин песчаников. Наибольшие значения толщин пород-коллекторов (15–30 м) также прогнозируются в центральной части региона.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса следующие: открытая пористость 8–23 % (чаще 11–16 %), межзерновая проницаемость от долей до 9·10⁻³ мкм² (в основном до 1·10⁻³ мкм²). В целом, коллекторы проницаемого комплекса характеризуются пониженной пористостью и низкой проницаемостью.

Флюидоупор аален-байосского регионального резервуара представлен преимущественно алевроитово-глинистыми отложениями леонтьевского горизонта – одноименной свитой, средне-тюменской подсвитой и низами толькинской свиты – и распространен, как и проницаемый комплекс, почти повсеместно. Толщина его изменяет-

ся от нескольких десятков до 180 м, наибольшая (100–180 м) прогнозируется в центральной части региона, а наименьшая (10–50 м) – на западном, северо-восточном и восточном окраинных участках. Следовательно, толщина флюидоупора здесь изменяется в интервале, свойственном экранам высокого качества.

Разрез флюидоупора представлен преимущественно аргиллитами и отчасти алевролитами с прослоями и пластами песчаников. Аргиллиты часто углистые, в разной степени алевитистые, участками сидеритизированные, преимущественно массивные. Минералогический состав аргиллитов трех- и двухкомпонентный. В центре региона основную их часть составляют слюда (до 60–70 %) и хлорит (до 30–35 %), в более южных частях к слюде (50 %) и хлориту (25 %) добавляется каолинит (до 25 %).

Прослои алевролитов в разрезе флюидоупора обычно имеют толщины от долей до 1–2 м. Они мелкозернистые, часто песчаные и глинистые с примесью углефицированного растительного детрита. Содержание их в разрезе не превышает 5–7 %.

Разрез флюидоупора на большей части территории значительно опесчанен. В его средней части выделяется регионально выдержанный пласт Ю₅, залегающий в основании пачки tm-8 (Int-2). Кроме того, локально развиты алевроитово-песчаные пласты Ю_{6а}, Ю_{5б} и Ю_{5а}. Песчаники пластов преимущественно мелкозернистые, в различной степени алевитистые и глинистые. По петрографическому составу они относятся к полевошпатово-граувакково-кварцевым разновидностям. Для них характерны низкие фильтрационно-емкостные свойства. Толщина пластов песчаников колеблется от 3–5 до 15 м, содержание песчаников – от 5–7 до 40 %.

Выполненный анализ комплекса показателей, влияющих на экранирующие свойства пород, позволяет выделить на севере Западно-Сибирской НГП зоны высокого, среднего, пониженного и низкого качества флюидоупора.

Земли с высоким и средним качеством флюидоупора в основном распространены на севере, в пределах Южно-Карской, Гыданской, Енисей-Хатангской и северных частей Ямальской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. В южной части региона развиты земли преимущественно пониженного и низкого качества. Последние приурочены к западной, восточной и южной окраинным его частям (см. рис. 3, б).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений

В соответствии с выполненной количественной оценкой перспектив нефтегазоносности начальные суммарные ресурсы УВ среднеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП оценива-

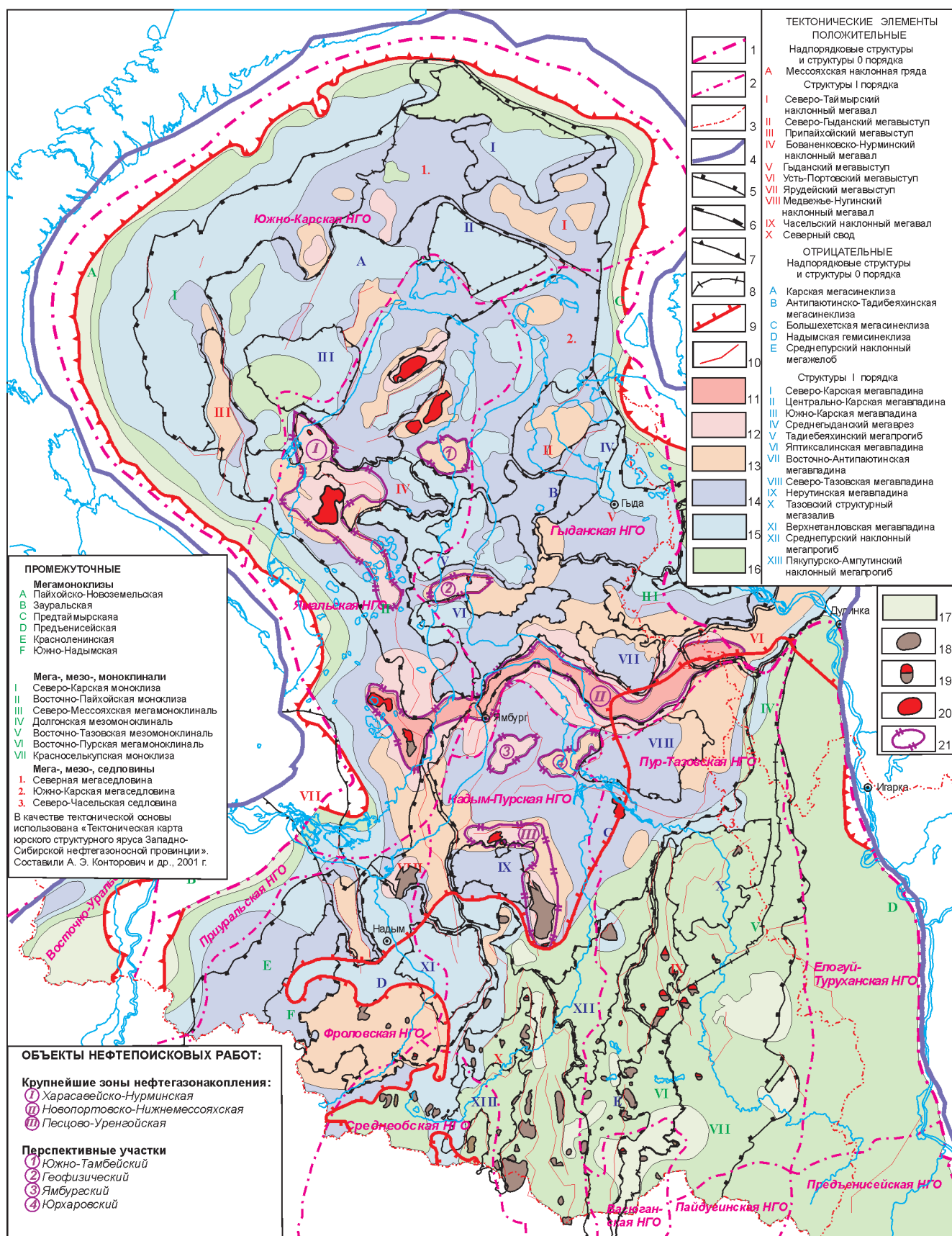


Рис. 5. Карта перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара (пласты Ю₂–Ю₄) севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря)

1–9 – границы: 1 – нефтегазоносной провинции, 2 – нефтегазоносных областей, 3 – административные, 4 – юрского осадочного бассейна, 5 – Внутренней области и Внешнего пояса, 6 – надпорядковых структур и структур 0 порядка, 7 – I порядка, 8 – промежуточных структур, 9 – повсеместного распространения продуктивного горизон-



ются в 38102 млн т условных углеводородов (УУВ) (67 % от всех ресурсов УВ юрского мегакомплекса), из них по категориям C_1+C_2 , C_3 , D_1 и D_2 3210, 8854, 12117 и 13920 млн т УУВ соответственно. Соотношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ составляет 8,4; 23,2 и 68,4 %. Следовательно, основная часть прогнозируемых ресурсов УВ среднеюрских отложений рассматриваемого региона (34889 млн т УУВ, или 91,6 %) представлена перспективными и прогнозными ресурсами (табл. 2). Наибольшие объемы суммарных ресурсов УВ прогнозируются в Южно-Карской (9223 млн т УУВ), Гыданской (8683 млн т УУВ) и Ямальской (8170 млн т УУВ) НГО; меньше – в Надым-Пурской (4249 млн т УУВ), Фроловской (3132 млн т УУВ) и Пур-Тазовской (2890 млн т УУВ) НГО. Минимальные начальные суммарные ресурсы УВ предполагаются в Среднеобской (511 млн т УУВ), Елогуй-Туруханской (448 млн т УУВ), Приуральской (362 млн т УУВ), Восточно-Уральской (164 млн т УУВ), Предъенисейской (142 млн т УУВ), Васюганской (72 млн т УУВ) и Пайгудинской (55 млн т УУВ) НГО. Иными словами, наибольшая часть начальных суммарных ресурсов УВ среднеюрских отложений (68 %) прогнозируется на севере исследуемого региона, в пределах Ямальской, Гыданской НГО и акватории Карского моря.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ среднеюрских отложений по фазовому составу следующее. Несколько больше половины (22405 млрд m^3) составляет газ, 11115 млн т – нефть и 4580 млн т – конденсат. Соотношение жидких и газообразных УВ по территории региона изменяется вполне закономерно. Наибольшее содержание газа прогнозируется в северной (Южно-Карская НГО), западной (Ямальская, Восточно-Уральская НГО) и восточной (Елогуй-Туруханская, Предъенисейская НГО) его частях. Соответственно в южном (Гыданская, Надым-Пурская НГО), восточном (Приуральская НГО) и западном (Пур-Тазовская, Пайдугинская НГО) направлениях доля газовой составляющей начальных суммарных ресурсов УВ уменьшается. На крайнем юге территории в среднеюрских отложениях прогнозируются преимущественно жидкие УВ (Фроловская, Среднеобская и Васюганская НГО).

Перспективы нефтегазоносности батского резервуара

Начальные суммарные ресурсы УВ батского регионального резервуара исследуемого региона оцениваются в 25604 млн т УУВ (67 % от всех ресурсов УВ среднеюрских отложений), из них

по категориям C_1+C_2 , C_3 , D_1 и D_2 2714, 6824, 9674 и 6392 млн т УУВ соответственно. Соотношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ 10,6; 26,7 и 62,7 %, т. е. основная часть прогнозируемых ресурсов УВ (22889 млн т, или 89,4 %) также представлена перспективными и прогнозными ресурсами (см. табл. 2). Наибольшие объемы суммарных ресурсов УВ батского резервуара, как и среднеюрских отложений в целом, прогнозируются в северной части региона, в пределах Гыданской (6622 млн т УУВ), Ямальской (5475 млн т УУВ) и Южно-Карской (5305 млн т УУВ) НГО; меньше – в его центральной и юго-западной частях: Надым-Пурской (2587 млн т УУВ), Фроловской (2174 млн т УУВ) и Пур-Тазовской (1955 млн т УУВ) НГО. Минимальные начальные суммарные ресурсы УВ предполагаются в юго-восточной (Елогуй-Туруханская, Среднеобская, Предъенисейская, Пайдугинская НГО) и крайней юго-западной частях (Восточно-Уральская и Приуральская НГО). Ресурсы УВ их равны 382, 358, 125, 44, 164 и 362 млн т УУВ соответственно.

Распространение начальных суммарных ресурсов УВ батского регионального резервуара по фазовому составу в целом подобно таковому среднеюрских отложений. Несколько больше половины (14934 млрд m^3) составляет газ, 7347 млн т – нефть и 3322 млн т – конденсат. Соотношение жидких и газообразных УВ по территории региона изменяется подобно среднеюрским отложениям в целом. Наименьшее содержание нефти прогнозируется в северной, западной и восточной его частях. Соответственно в южном, восточном и западном направлениях доля нефти возрастает, а на крайнем юге прогнозируется преимущественно нефть.

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара позволили осуществить районирование севера Западно-Сибирской НПП по степени перспектив нефтеносности, нефтегазоносности и газоносности (рис. 5–7).

Наиболее перспективные на нефть и газ (высокоперспективные и перспективные I и II категорий) земли распространены преимущественно в центральной части изучаемой территории (Ямальская НГО, южная часть Гыданской, северная Пур-Тазовской, северная половина Надым-Пурской НГО). Здесь прогнозируются все выделенные крупнейшие и крупные объекты нефтепоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавэйско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазонакопления и Южно-Тамбейский, Геофизический, Ямбургский,

та $Ю_1$; 10 – разрывные нарушения; 11–17 – категории перспективных земель: 11 – высокоперспективные (удельная плотность 100–150 тыс. т УУВ/ km^2), 12 – перспективные I категории (50–100 тыс. т УУВ/ km^2), 13 – перспективные II категории (30–50 тыс. т УУВ/ km^2), 14 – среднеперспективные I категории (20–30 тыс. т УУВ/ km^2), 15 – среднеперспективные II категории (10–20 тыс. т УУВ/ km^2), 16 – пониженных перспектив (5–10 тыс. т УУВ/ km^2), 17 – низкоперспективные (1–5 тыс. т УУВ/ km^2); 18–20 – месторождения: 18 – нефтяные, 19 – нефтегазовые, 20 – газовые и газоконденсатные; 21 – контуры крупнейших и крупных объектов нефтепоисковых работ



Таблица 2
Распределение перспективных и прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата батского и аален-байосского региональных резервуаров среднеюрских отложений по нефтегазоносным областям севера Западно-Сибирской НГО

Категории ресурсов углеводородов (УВ)	Индекс категории УВ	Южно-Карская	Ямальская	Гыданская	Надым-Пурская	Пур-Тазовская	Восточно-Уральская	Приуральская	Фроловская	Среднеобская	Васюганская	Елогий-Турханская	Пайдуггинская	Предьенсейская	Вся территория
Перспективные ресурсы нефти, млн т	C ₃	0	617	110	645	456	0	0	514	66	39	0	0	0	2447
Прогнозные ресурсы нефти, млн т	D ₁₋₂	418	206	37	284	265	0	181	172	22	13	0	0	0	999
Всего ресурсов нефти, млн т	C ₃ +D ₁₋₂	504	583	1408	55	40	0	0	825	244	5	0	0	0	3798
Перспективные ресурсы газа, млрд м ³	C ₃	0	1200	1518	700	496	0	181	504	79	44	0	0	0	2671
Прогнозные ресурсы газа, млрд м ³	D ₁₋₂	3958	290	763	457	19	0	0	1339	310	17	0	0	0	6245
Всего ресурсов газа, млрд м ³	C ₃ +D ₁₋₂	2895	496	800	741	284	0	0	676	101	0	0	0	0	3670
Всего ресурсов конденсата, млн т	C ₃	0	791	1707	551	589	0	0	62	0	0	0	0	0	3700
Перспективные ресурсы условных УВ, млн т	D ₁₋₂	3958	258	46	282	194	133	151	21	24	3	0	19	98	801
Прогнозные ресурсы условных УВ, млн т	D ₁₋₂	2895	1227	1043	88	519	0	0	338	24	6	0	4	6	9797
Всего ресурсов условных УВ, млн т	C ₃ +D ₁₋₂	2895	2518	4145	493	358	133	151	217	49	9	0	19	98	6322
Всего ресурсов конденсата, млн т	C ₃	0	1485	1089	775	552	31	30	400	24	3	0	4	0	13497
Прогнозные ресурсы условных УВ, млн т	D ₁₋₂	518	301	171	145	98	0	0	238	0	0	0	4	23	7123
Всего ресурсов условных УВ, млн т	C ₃ +D ₁₋₂	518	520	2019	1377	1167	31	30	69	4	0	0	4	23	3147
Прогнозные ресурсы условных УВ, млн т	D ₁₋₂	5305	1576	90	693	498	0	0	12	66	39	0	0	0	1258
Всего ресурсов условных УВ, млн т	C ₃ +D ₁₋₂	3917	2733	209	1377	1167	0	0	578	66	13	0	0	0	6822
Всего ресурсов нефти, газа и конденсата условных УВ, млн т	C ₃ +D ₁₋₂	3917	4309	2060	1661	934	164	363	194	22	13	0	0	0	2030
									1229	268	8	0	44	126	16067
									733	132	11	0	11	16	9970
									1807	334	47	0	44	126	22889
									927	151	24	0	11	16	12000

Примечание. В числителе – данные по батскому резервуару, в знаменателе – по аален-байосскому.

Юрхаровский перспективные участки. Несколько меньше перспективные земли развиты во Фроловской и Южно-Карской НГО.

Перспективы нефтеносности батского резервуара распределены иначе. Наиболее перспективна на нефть (перспективные земли I и II категорий) только ее южная половина (южные части Гыданской, Ямальской, Фроловской НГО и Уренгойский район). Среднеперспективные земли I категории наиболее широко развиты вблизи более перспективных участков. На остальной большей части региона прогнозируются среднеперспективные земли II категории и земли пониженных перспектив.

Наиболее перспективные на газ земли расположены в центральной и северной его частях; перспективные земли I и II категорий – на юге Гыданской, в центральной части Ямальской и на северных окраинных участках Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, среднеперспективные земли I и II категорий – в Южно-Карской, Гыданской, Ямальской и в северных частях Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. На юге в основном прогнозируются земли пониженных перспектив.

Перспективы нефтегазоносности аален-байосского резервуара

Начальные суммарные ресурсы УВ аален-байосского регионального резервуара оцениваются в 12497 млн т УУВ (33 % от всех ресурсов УВ среднеюрских отложений), из них по категориям C₁+C₂, C₃, D₁ и D₂ они соответственно равны 495, 2030, 2444 и 7528 млн т УУВ. Соотношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ составляет 4,0; 16,2 и 79,8 %, т. е. еще большая часть прогнозируемых ресурсов УВ этого резервуара (12002 млн т; 96 %), чем батского, на рассматриваемой территории представлена перспективными и прогнозными ресурсами (см. табл. 2). Наибольшие объемы суммарных ресурсов УВ резервуара, как и вышеописанного, прогнозируются в северной части региона, в пределах Южно-Карской (3918 млн т УУВ), Ямальской (2695 млн т УУВ) и Гы-

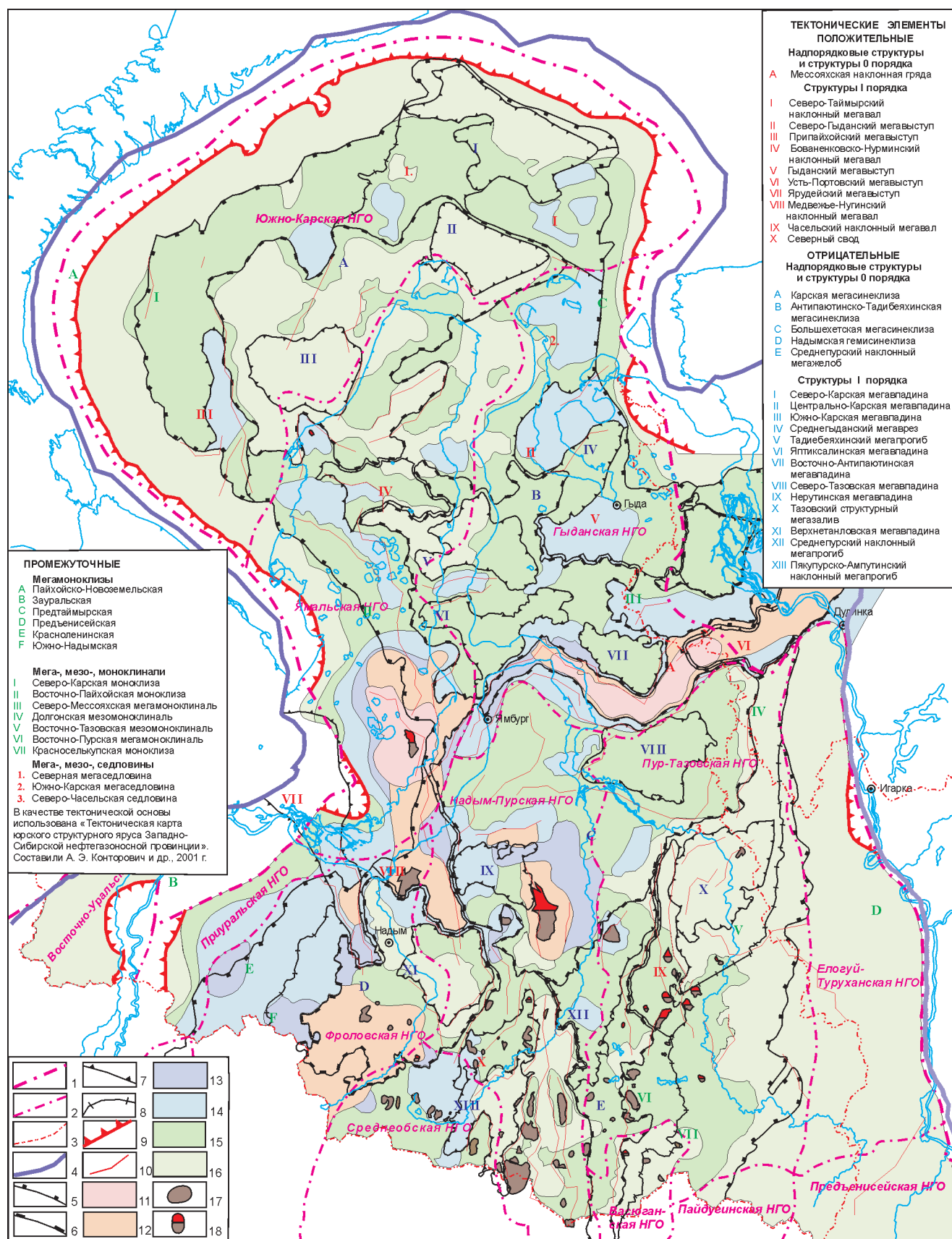


Рис. 6. Карта перспектив нефтеносности батского регионального резервуара (пласты Ю₂–Ю₄) севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря)

Усл. обозн. см. на рис. 5

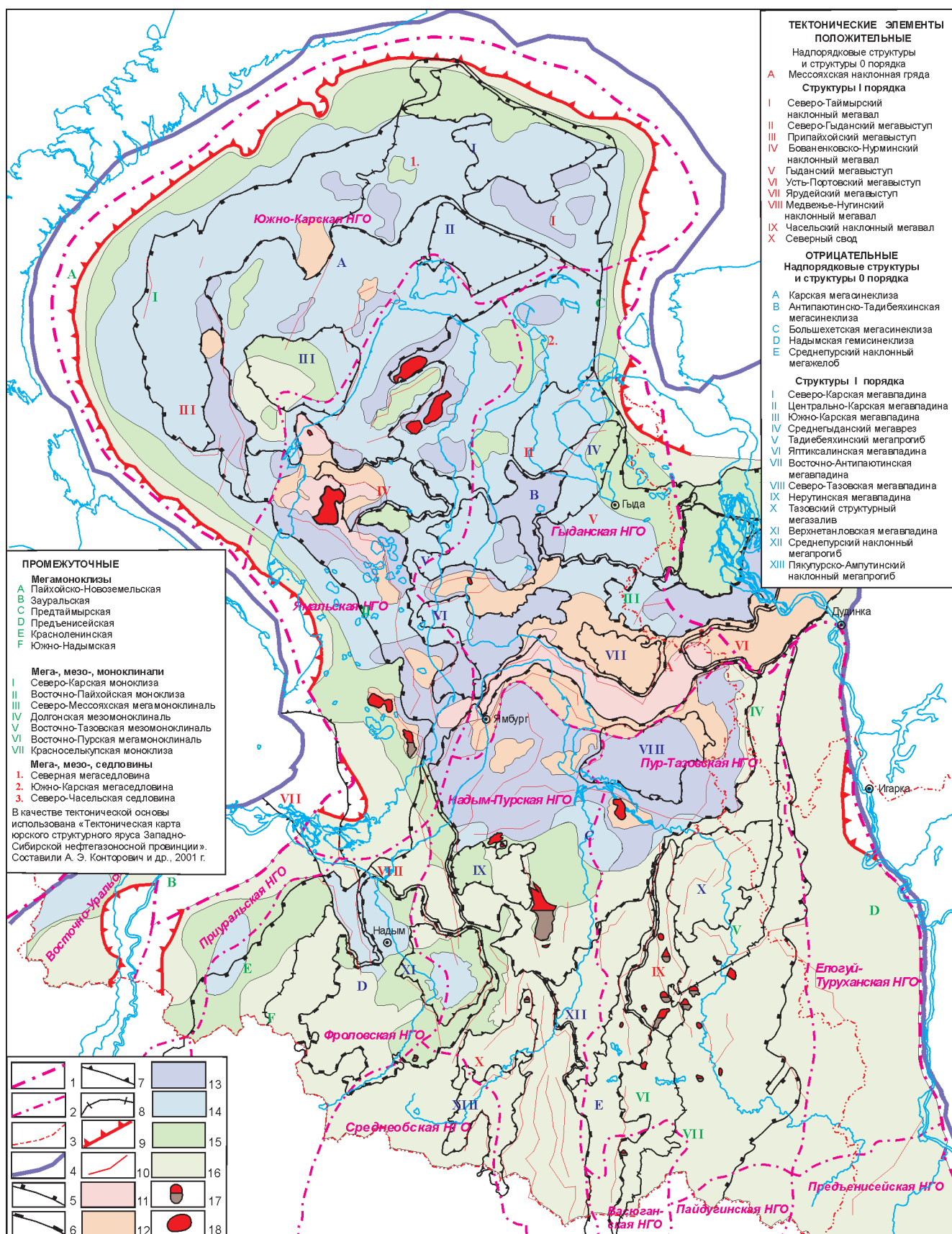


Рис. 7. Карта перспектив газоносности батского регионального резервуара (пласты Ю₂–Ю₄) севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря)

Усл. обозн. см. на рис. 5



данской (2061 млн т УУВ) НГО; меньше – в его центральной и юго-западной частях: Надым-Пурской (1661 млн т УУВ), Фроловской (958 млн т УУВ) и Пур-Тазовской (935 млн т УУВ) НГО. Минимальные начальные суммарные ресурсы УВ предполагаются в юго-восточной части территории (Среднеобская, Елогуй-Туруханская, Васюганская, Предъенисейская и Пайдугинская НГО). Ресурсы УВ их соответственно равны: 154, 65, 24, 17 и 10 млн т УУВ.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ аален-байосского и батского резервуаров подобно таковому по фазовому составу. Несколько больше половины (7471 млрд м³, 59,8 %) составляет газ, 3768 млн т – нефть и 1258 млн т – конденсат. Соотношение жидких и газообразных УВ в регионе также сходно с отложениями вышележающего резервуара.

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара позволили осуществить районирование исследуемой территории по степени перспектив нефтегазоносности, нефтеносности и газоносности (рис. 8–10).

Наиболее перспективные земли на нефть и газ (перспективные I и II категорий) прогнозируются в виде небольших участков, расположенных в северо-западной, центральной и юго-западной частях: в западной, северной, южной, центральной и юго-восточной частях Южно-Карской, Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской и Фроловской НГО соответственно. Они наиболее широко распространены в Харасавэйско-Нурминской, Новопортовско-Нижнемессояхской и Песцово-Уренгойской крупнейших зонах нефтегазоаккумуляции, выделенных по материалам количественной оценки ресурсов УВ батского регионального резервуара.

Среднеперспективные земли I и II категорий на изучаемой площади развиты наиболее широко, охватывая почти всю ее северную и центральную части. Земли пониженных и низких перспектив распространены в юго-восточной части региона и на его окраинных участках (см. рис. 8).

Нефтеносность аален-байосского резервуара распределена несколько иначе. Наиболее перспективные земли (среднеперспективные земли I и II категорий) прогнозируются в юго-западной (Фроловская, юг Ямальской НГО) и отчасти центральной (южная окраина Гыданской НГО) ее частях, а на остальной громадной территории региона – земли пониженных и низких перспектив.

Перспективы газоносности аален-байосского резервуара существенно выше (см. рис. 10): здесь выделяются перспективные земли II категории, среднеперспективные I и II категорий, пониженных и низких перспектив, а также бесперспективные. Распределение их по площади сходно с оценкой перспектив нефтегазоносности резервуара: наи-

более перспективные земли на поиски залежей газа прогнозируются в северной и центральной частях (см. рис. 10).

ВЫВОДЫ

В итоге выполненных исследований впервые оценены перспективы нефтегазоносности, нефтеносности и газоносности не всего среднеюрского комплекса, а его двух частей – батского и аален-байосского региональных резервуаров (север Западно-Сибирской НГП, включая акваторию Карского моря). Выделены следующие крупнейшие и крупные объекты на выявление новых залежей нефти и газа: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавэйско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазоаккумуляции и Южно-Тамбейский, Геофизический, Ямбургский, Юрхаровский перспективные участки (см. рис. 5). Приведем краткую характеристику крупнейших из них.

Новопортовско-Нижнемессояхская крупнейшая (8040 км²) зона нефтегазоаккумуляции простирается от восточной части Ямальского полуострова до западной части Гыданского и объединяет Южно-Ямальский (Пайхойско-Новоземельская мегамоноклиза) и Нижнемессояхский (Мессояхская наклонная гряда) мезовалы. Зона входит в состав Южно-Ямальского НГР Ямальской НГО и Мессовского НГР Гыданской НГО. Степень изученности объекта буровыми и сейсмическими работами неравномерная. Здесь открыты крупное Новопортовское нефтегазоконденсатное и Малоямальское газовое месторождения, но восточное продолжение зоны слабо изучено бурением (Парусовая, Семаковская и другие площади), поскольку значительная ее часть находится в акватории Обской и Тазовской губ. Прогнозируемые ресурсы среднеюрских отложений объекта оцениваются примерно в 2 млрд т УУВ.

Харасавэйско-Нурминская крупнейшая (10940 км²) зона нефтегазоаккумуляции расположена в западной части полуострова Ямал и приурочена к крупной положительной структуре – Бованенковско-Нурминскому наклонному мезовалу. Зона входит в состав Нурминского НГР Ямальской НГО. Степень изученности зоны буровыми и сейсмическими работами также неравномерная. Здесь открыт целый ряд месторождений (Бованенковское, Нейтинское и Арктическое нефтегазовые, Восточно-Бованенковское и Харасавэйское газовые), но значительная часть территории бурением изучена слабо, поэтому возможно открытие и новых залежей. Прогнозируемые ресурсы углеводородов среднеюрских отложений оцениваются в 1,2 млрд т УУВ.

Песцово-Уренгойская крупнейшая зона нефтегазоаккумуляции расположена в центральной части Надым-Пурской НГО, на юго-западном борту Большехетской мегаинеклизы, осложненном Центральном-Уренгойским мезовалом. Здесь

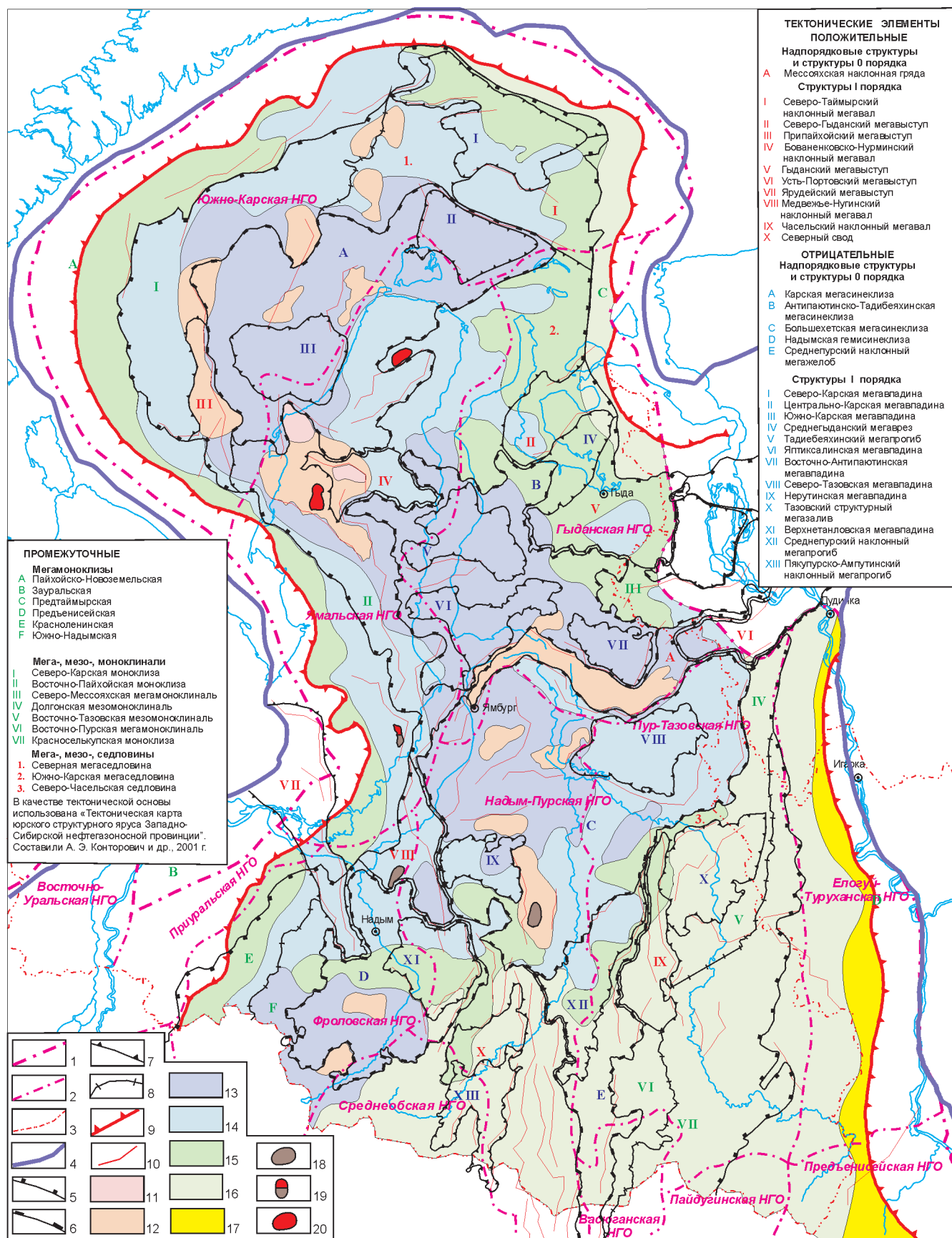


Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря)

Усл. обозн. см. на рис. 5

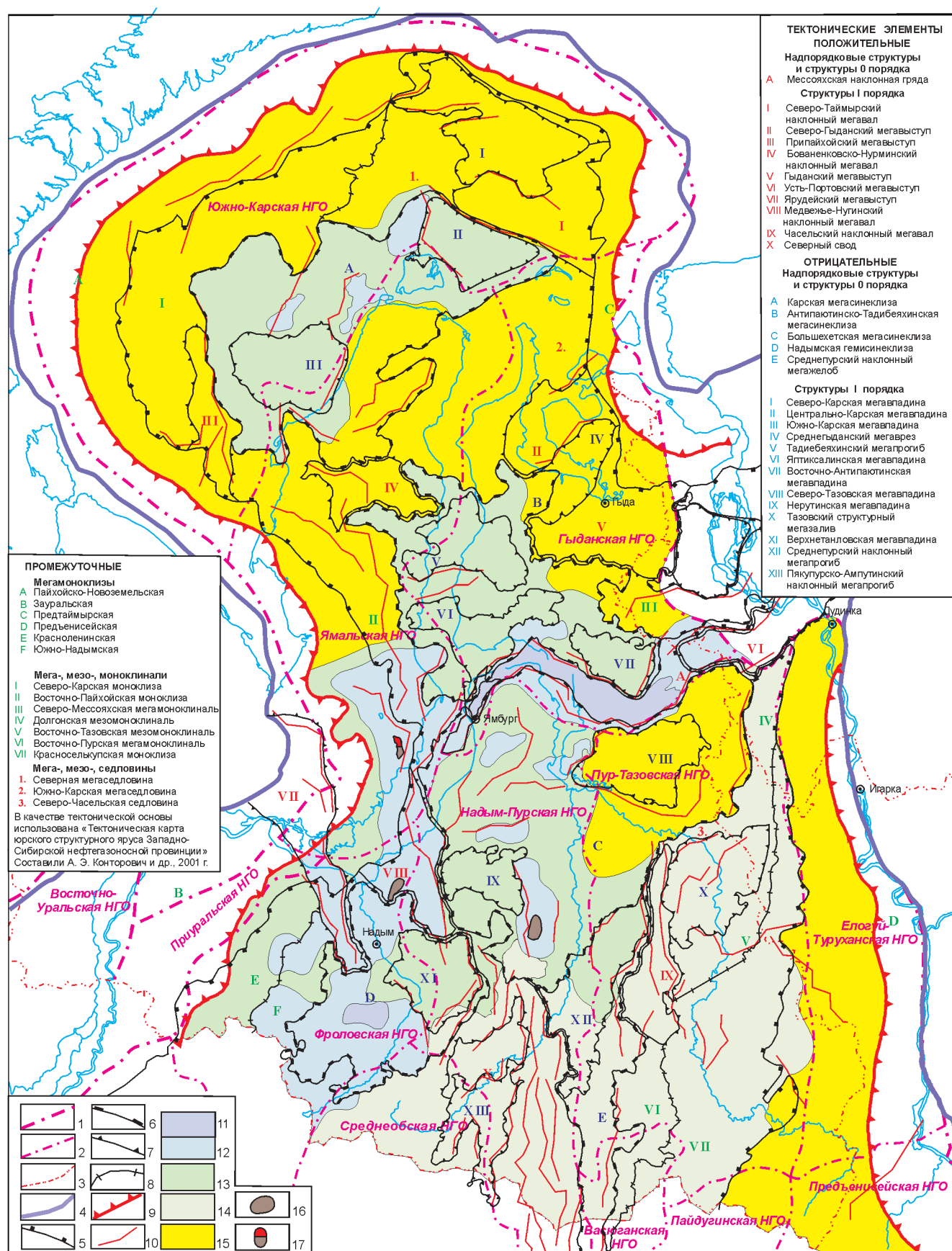


Рис. 9. Карта перспектив нефтеносности аален-байоссовского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря)

Усл. обозн. см. на рис. 5

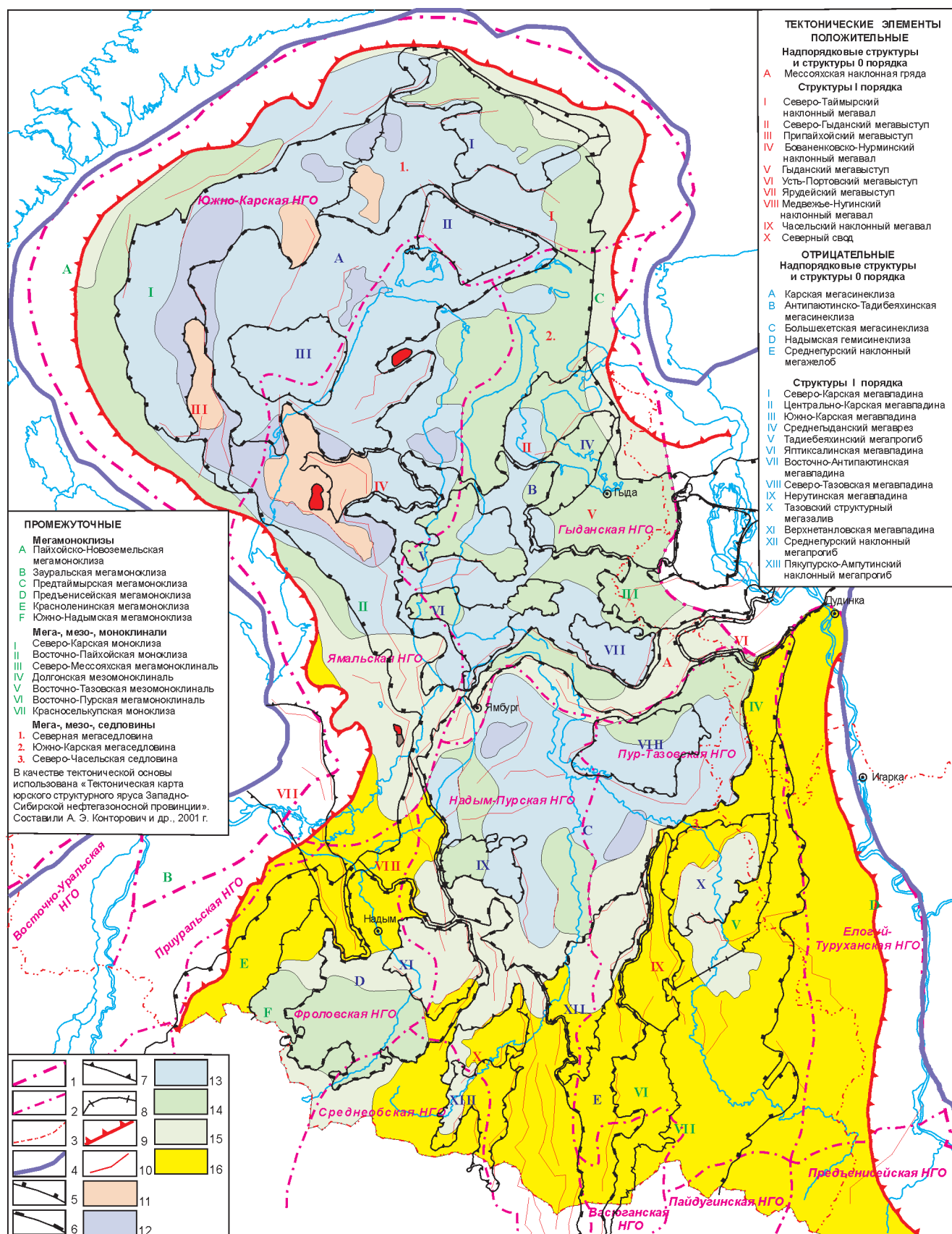


Рис. 10. Карта перспектив газоносности аален-байосского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря)

Усл. обозн. см. на рис. 5



прогнозируется распространение высокоперспективных и перспективных земель с плотностью ресурсов УВ 100–150 и 50–100 тыс. т УУВ/км² соответственно. Степень изученности зоны сейсморазведкой и бурением в целом выше, чем в других зонах. В результате нефтепоисковых работ открыты крупные Уренгойское и Песцовое месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Атлас** литолого-палеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 [Карты] / Под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 85 с.

2. **Высокоразрешающая** стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири [Текст] / Г. Г. Шемин, А. Ю. Нехаев, Л. В. Рябкова [и др.] //

Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 5. – С. 749–765

3. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции [Текст] / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятков, В. И. Демин [и др.]. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.

4. **Калинко, М. К.** Основные закономерности распределения нефти в земной коре [Текст] / М. К. Калинко. – М. : Недра, 1964. – 207 с.

5. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России [Текст]. – М. : ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

6. **Савченко, Г. П.** Условия формирования залежей нефти и газа при струйной миграции в водонасыщенных породах [Текст] / Г. П. Савченко // Вопросы геологии нефтяных месторождений. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – С. 86–118.



<http://www.sniiggims.ru>
Тел. (383) 221-49-47
(383) 222-53-24
Факс (383) 222-72-86
E-mail: tgm@sniiggims.ru

Поисково-оценочные исследования с телеметрической аппаратурой серии «ИМПУЛЬС»

Сибирский научно-исследовательский институт
геологии, геофизики и минерального сырья
630091, Новосибирск, Красный пр., 67
Геофизическое предприятие «Сибгеотех»
630099, Новосибирск, ул. Потанинская, 6а, оф. 101



<http://www.sibgeotech.ru>
Тел. (383) 292-42-77
E-mail: sibgeotech@ngs.ru
tgm@online.nsk.ru

