



МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП

Г. Г. Шемин*, И. К. Микуленко*, А. А. Сюрин*, Н. А. Щекочихина*, Н. С. Юстус*

Рассмотрены модели строения тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров; изложены методика и результаты количественной оценки перспектив их нефтегазоносности; приведены карты перспектив нефтегазоносности резервуаров и нижнеюрских отложений в целом.

Ключевые слова: резервуар, флюидоупор, проницаемый комплекс, количественная оценка, начальные суммарные ресурсы углеводородов, нефть, газ, конденсат, категория ресурсов, перспективные земли.

STRUCTURE MODELS AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF HYDROCARBON PROSPECTS OF REGIONAL JURASSIC RESERVOIRS IN THE NORTH OF THE WEST-SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE

G. G. Shemin, I. K. Mikulenko, A. A. Syurin, N. A. Shchekochikhina, N. S. Yustus

Structure models for Toarcian, Pliensbachian, Hettangian-Sinemurian regional reservoirs are discussed; methods and results of quantitative assessment of their hydrocarbon prospects are stated; maps showing hydrocarbon prospects of reservoirs and Lower-Jurassic deposits as a whole are given.

Key words: reservoir, fluid trap, permeable complex, quantitative assessment, initial total hydrocarbon resources, oil, gas, condensate, resource category, potential lands.

Нижнеюрские отложения и выделенные в них тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский региональные резервуары распространены на большей максимально прогнута части севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). Они обычно залегают на большой глубине (4–6 км), характеризуются сложным строением и низкой степенью изученности сейсморазведкой и особенно бурением. Лучше всего исследованы эти отложения в Надым-Тазовском междуречье и на п-ове Ямал. Результативность нефтепоисковых работ низкая: на громадной территории открыты лишь мелкие по запасам залежи газа на Бованенковском и Новопортовском месторождениях; кроме того, получены притоки углеводородов (УВ) в единичных скважинах.

Отмеченные обстоятельства во многом определили дискуссионность разработанных моделей строения нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП и выполненных оценок перспектив их нефтегазоносности, которые отражены в работах специалистов ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМСа, ООО «СибНАЦ», ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГИГ СО РАН и других организаций [1, 3–6, 8, 10, 12, 13].

В последнее десятилетие в ИНГГ СО РАН проведено комплексное изучение нижнеюрских отложений данного региона, базирующееся на материалах региональной сейсморазведки и бурения. В результате уточнены модели строения и оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных

резервуаров и нижнеюрских отложений в целом. Ниже приведены основные результаты выполненных исследований.

Методика исследований

При построении моделей строения и количественной оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП использованы следующие методические разработки.

Карты толщин проницаемых комплексов резервуаров, карты толщин содержащихся в них песчаников и карты толщин флюидоупоров составлялись по специально разработанной методике с использованием математического моделирования и компьютерных технологий [7, 9, 14].

Построение карт вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров осуществлялось по методике, изложенной в работе А. П. Виноградова и др. [16]. Литологические области на них выделены по содержанию компонентов разреза: грубообломочных (ГрО), псаммитовых (П), алевроитовых (Ал), глинистых (Гл). Выделено пять интервалов содержания компонентов, %: 1 – 100–76, 2 – 75–51, 3 – 50–26, 4 – 25–11, 5 – 10–1. Иными словами, формула $P_1G_5A_5$ характеризует разрез с концентрацией псаммитов 76–100 %, глини и алевроитов по 1–10 %.

Качество флюидоупоров в связи с низкой степенью их изученности оценивалось на базе анализа лишь двух параметров – их толщин и процентного содержания прослоев песчаников. В зависимости от полученных значений выделялись

*ИНГГ СО РАН (Новосибирск)



области с высоким, средним, пониженным и низким качеством флюидоупоров [7].

Для характеристики фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) песчаных пластов крайне слабо изученных глубоководных резервуаров нижней юры использовалась ранее установленная закономерность изменения этих показателей в зависимости от глубины залегания отложений [17]. Результаты анализа более 10 тыс. определений открытой пористости и межзерновой проницаемости свидетельствуют, что ФЕС песчаных пород монотонно ухудшаются с увеличением глубины их залегания (рис. 1). На глубине 2500–4500 м открытая пористость уменьшается от 14–17 до 8–10 %, гранулярная проницаемость – от $(1-10) \cdot 10^{-3}$ до $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм², а глубже эти параметры обычно ниже граничных значений коллекторов и, следовательно, вероятность обнаружения гранулярных коллекторов весьма низкая.

этих материалов свидетельствует, что результаты нефтепоисковых работ по подготовке промышленных запасов нефти и газа позволяют оценить плотности ресурсов УВ на всех эталонных участках только наиболее изученного и перспективного батского резервуара, а для остальных они определены лишь на отдельных участках, количество которых уменьшается сверху вниз по разрезу (табл. 1).

Распределение значений плотностей начальных суммарных ресурсов УВ и соотношение в них нефти и газа на эталонных участках по резервуарам подчиняется следующей закономерности. Сверху вниз по разрезу от батского резервуара до плинсбахского их плотности постепенно уменьшаются, а газовая составляющая возрастает по отношению к нефтяной (см. табл. 1). Это дало нам возможность осуществить прогноз плотностей начальных суммарных ресурсов УВ на всех эта-



Рис. 1. Графики распределения средних значений открытой пористости, межзерновой проницаемости и плотности нижне-среднеюрских отложений по интервалам глубин на севере Западно-Сибирской НГП. Составили: Г. Г. Шемин, А. Ю. Нехаев, А. Л. Бейзель

При количественной оценке перспектив использовалось последнее методическое руководство для выполнения подобного вида работ [10]. Оценка осуществлялась геологическим способом метода внутренних геологических аналогий по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади.

Сначала в соответствии с [10] были выделены и описаны эталонные участки и подсчитаны удельные плотности начальных суммарных ресурсов УВ батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров (Бованенковский, Новопортовский, Лензитский, Береговой, Малыгинский, Крайний, Новогодний, Пальниковский, Стахановский, Часельский, Чернично-Ютырмальский, Юбилейный, Уренгойский, Тазовский и Тамбейский). Анализ

лонных участках тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров и использовать эти данные для оценки перспектив их нефтегазодности.

Далее выделенные на исследуемой территории (по принципу схожести геологического строения) области, оцененные по тому или иному эталонному участку, разделялись на расчетные участки для их оценки. 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;



Таблица 1

Плотности начальных суммарных ресурсов УВ (тыс. т/км²) региональных резервуаров севера Западно-Сибирской НГП

Региональный резервуар	Эталонный участок															А	Б
	Бованенковский	Новопортовский	Лензитский	Береговой	Малыгинский	Крайний	Новогодний	Пальниковский	Стахановский	Часельский	Чернично-Ютырмальский	Юбилейный	Уренгойский	Тазовский	Тамбейский		
Батский	94,1	101,0	49,2	12,6	36,6	11,9	7,2	60,3	7,9	9,0	11,9	33,1	50,6	48,5	24,0	100	100
Аален-байос-ский	48,5 (51,5)	27,9 (27,6)	23,8 (48,4)	6	17,1 (46,7)	5	3	28	4	4	5	15	23	21	17,4 (72,5)	45	75
Тоарский	26,6 (28,3)	12,0 (11,2)	12	4	9	3	2	16	2	2	3	8	13	12	6	25	50
Плинсбахский	9	6,7 (6,3)	5	2	4	2	1	6	1	1	1	4	5	5	3	10	20
Геттанг-синемюрский	5	4	2	1	2	1	0,5	3	0,5	0,5	0,5	2	3	3	1	5	0

Примечания. 1. Установленные плотности ресурсов УВВ показаны черным цветом, прогнозируемые – синим. 2. Цифры в скобках – в процентах относительно батского резервуара (100 %). 3. По отношению к батскому резервуару (%): А – прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов УВ на эталонных участках; Б – прогнозируемое содержание нефтяной составляющей на эталонных участках.

- карты вещественного состава проницаемых комплексов;
- карты качества флюидоупоров;
- карты интенсивности генерации УВ нижнеюрских отложений;
- схематические карты катагенеза органического вещества в кровле нижнеюрских отложений.

Затем осуществлялось сравнение контролирующих нефтегазоносность тектонических, литолого-фациальных и геохимических параметров, оценка которых выражена поправочными коэффициентами 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 оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров сначала проводилась количественная оценка удельных плотностей ресурсов УВ на расчетных участках, а затем – ресурсов нефти, газа и конденсата в пределах НГО и в целом на исследуемой территории.

Модели строения и оценка фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров

В нижнеюрских отложениях севера Западно-Сибирской НГП выделяются зимняя, левинская, шараповская, китербютская, надояхская свиты и их возрастные аналоги, которые представлены серией более мелких вспомогательных стратиграфических подразделений – циклически построенных пачек. Каждая пачка четко выражена на каро-

тажных диаграммах, что позволяет достоверно их коррелировать [2, 15].

В разрезах нижней юры выделяются регионально выдержанные и локально распространенные песчаные пласты. В соответствии с уточненной Г. Г. Шеминым индексацией цифровые показатели присваиваются не всем, а только регионально распространенным песчаным пластам, обычно приуроченным к основаниям циклически построенных пачек. Всего в нижнеюрских образованиях определено семь сквозных пластов (Ю₁₄–Ю₂₀). Локально развитые пласты имеют цифровой индекс основного пласта и дополнительный буквенный индекс сверху вниз по разрезу от «а» до «г» [2] (рис. 2).

В составе юрского нефтегазоносного этажа обычно обособляются несколько НГК (региональных резервуаров): ниже-среднеюрский, васюганский, баженовский [4]; зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский [3]. Авторы подразделяют нижнеюрские отложения на три региональных резервуара: тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский. Названия их соответствуют ярусам, в рамках которых выделены проницаемые комплексы. Региональные резервуары, в свою очередь, представлены проницаемыми комплексами и флюидоупорами (см. рис. 2).

Тоарский региональный резервуар (середина нижнего тоара – середина верхнего аалена, надояхский и лайдинский горизонты) представлен отложениями надояхской, лайдинской свит и их возрастных аналогов (верхнекотухтинской, верхнехудодейской, верхнешеркалинской, верхнегорелой подсвит), распространенными повсеместно, за исключением западной, северной и восточной окраинных частей региона. Толщина резервуара



Система	Отдел	Ярус	Горизонт	Пачка	Сводная литол. колонка	Пласт	Региональные резервуары и их составные части: флюидоупоры и проницаемые комплексы	
Юрская	Средний	Ааленский	Вым-ский	vm-1				Тоарский региональный резервуар
			Лайдинский	ld-2	 Ю ₁₃	Лайдинский флюидоупор		
				ld-1	 Ю ₁₃  Ю ₁₄			
		Надояхский	nd-2	 Ю ₁₄	Надояхский проницаемый комплекс			
				 Ю ₁₅				
				 Ю ₁₅				
			nd-1	 Ю ₁₅				
				 Ю ₁₆				
		Китер	shr-3	 Ю ₁₆  Ю ₁₇	Китер-бютский флюидоупор	Плинсбахский региональный резервуар		
		Шараповский	shr-2	 Ю ₁₇	Шараповский проницаемый комплекс			
	 Ю ₁₈							
	shr-1		 Ю ₁₈					
			 Ю ₁₈  Ю ₁₉  Ю ₁₉					
	Нижний	Плинсбахский	lv-2	 Ю ₁₉  Ю ₂₀	Левинский флюидоупор	Геттанг-синемюрский региональный резервуар		
			Левинский	lv-1			 Ю ₂₀  Ю ₂₀	
Зимний				 Ю ₂₁  Ю ₂₁  Ю ₂₁  Ю ₂₁	Зимний проницаемый комплекс			
		Гетт-мюр			 Ю ₂₁			
		Тампей-ский						

 1

 2

 3

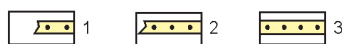


Рис. 2. Стратиграфическое положение геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП. Составил Г. Г. Шемин

1–3 – песчаные пласты, распространенные: 1 – локально, 2 – зонально, 3 – регионально; индексы пластов приведены в соответствии с работой [2]

изменяется от нескольких десятков до 360 м, максимальная (200–300 м) – в центральной и юго-восточной частях. Глубина залегания кровли резервуара обычно варьирует от 3,0 до 4,8 км, наибольшая – в северной и центральной частях региона.

Резервуар сложен чередованием пластов песчаников с пачками и прослоями глинисто-алевролитовых пород и пакетов аргиллитов. По площади исследуемой территории вещественный состав разреза весьма разнообразен. Содержание песчаников изменяется от 20–30 до 60 %.

Резервуар состоит из надояхского проницаемого комплекса и лайдинского флюидоупора.

Надояхский проницаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными породами одноименной свиты и ее возрастных аналогов, которые распространены почти повсеместно; их нет лишь в западной, северной и восточной окраинных частях изучаемой территории. Толщина проницаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 300 м. Наибольшие ее значения (180–300 м), как и резервуара в целом, прогнозируются

в центральной и юго-восточной частях региона, а наименьшие (10–80 м) – в северной и юго-западной (рис. 3а)*.

Разрез проницаемого комплекса характеризуется циклически чередующимися алевролитами и песчаниками с прослоями глинисто-алевролитовых пород. В его составе выделяются две пачки циклического строения (nd-1, nd-2) и нижняя часть циклопачки ld-1, в основании которых залегают регионально выдержанные песчаные пласты Ю₁₆, Ю₁₅ и Ю₁₄.

Вещественный состав проницаемого комплекса достаточно разнообразен. Выделяются пять литологических областей разного состава – от преимущественно псаммитового (П₁Г₃Ал₅) до глинисто-псаммитово-алевритового (Гл_{2–3}П₃Ал_{3–4}). Наиболее песчаные литологические области расположены в западной, северо-восточной и восточной частях резервуара, вблизи Урала, Таймыра и Сибирской платформы соответственно, которые в надояхское и раннелайдинское время были областями сноса обломочного материала (см. рис. 3б).

Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 180 м. Распределение ее значений по площади региона в целом сходно с таковым в проницаемом комплексе (см. рис. 3в).

Степень изученности коллекторов бурением низкая, поэтому выполнить прогноз их распределения по площади региона не представляется возможным. По отдельным разрезам скважин их толщина изменяется от нескольких до 25 м, наиболее часто – от 1–3 до 10 м.

ФЕС коллекторов характеризуются следующими показателями. Открытая пористость их изменяется от 8 до 23 % (чаще 10–14 %), межзерновая проницаемость – от долей до 23·10⁻³, чаще (0,2–3)·10⁻³ мкм², т. е. пористость средняя и пониженная, а проницаемость низкая.

Лайдинский флюидоупор представлен преимущественно глинистыми отложениями одноименной свиты и ее возрастных аналогов, которые, как и проницаемый комплекс, распространены почти повсеместно. Толщина его изменяется от нескольких десятков до 200 м, максимальна она (100–200 м) преимущественно в центральной части региона, минимальна – в западной, южной и восточной (рис. 4а).

Разрез представлен аргиллитами в разной степени алевритистыми с прослоями песчаников. Минералогический состав глинистого вещества двухкомпонентный, основную его часть состав-

* На рис. 3–5 карты толщин проницаемых комплексов и карты толщин содержащихся в них песчаников тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров севера Западно-Сибирской НГП составлены А. Л. Бейзелем, С. Ю. Беляевым, Г. Ф. Букреевой, А. В. Истоминым, А. Э. Конторовичем, В. А. Конторовичем, В. О. Красавчиковым, Д. В. Косяковым, П. С. Лапиным, А. Ю. Нехаевым, В. А. Шариковой, Н. А. Щекочиной, Г. Г. Шеминим.

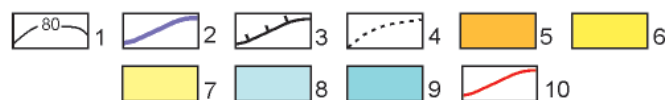
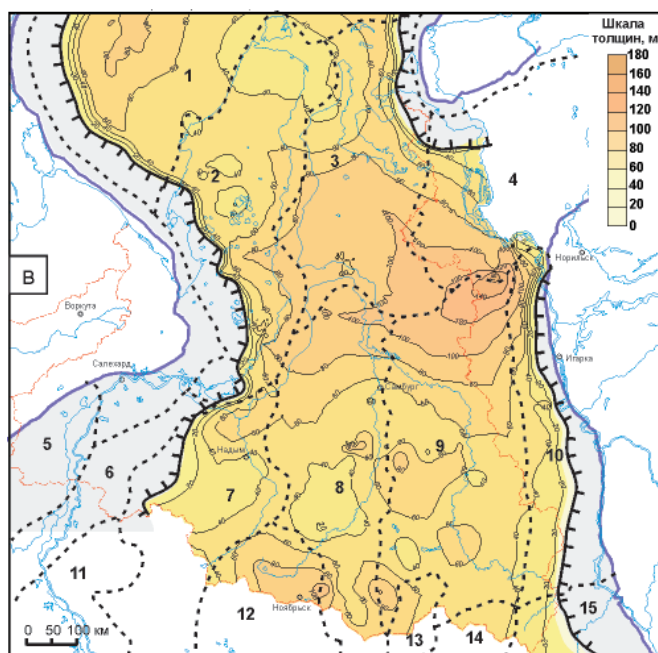
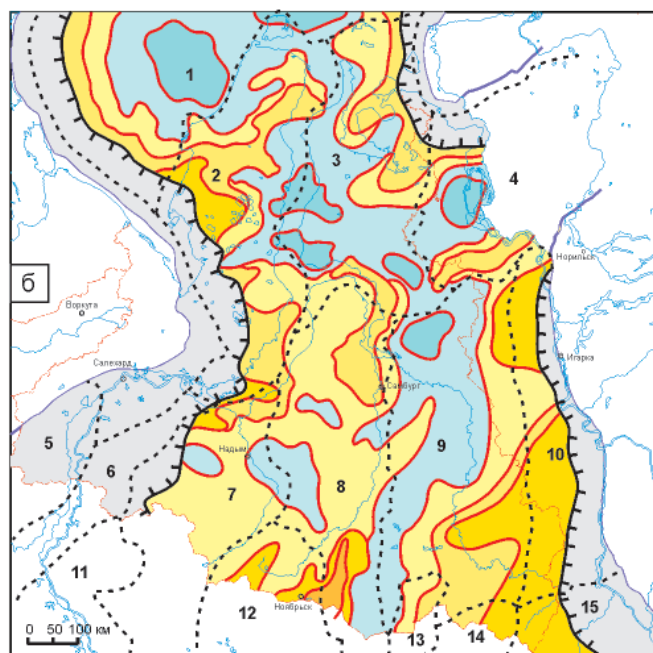
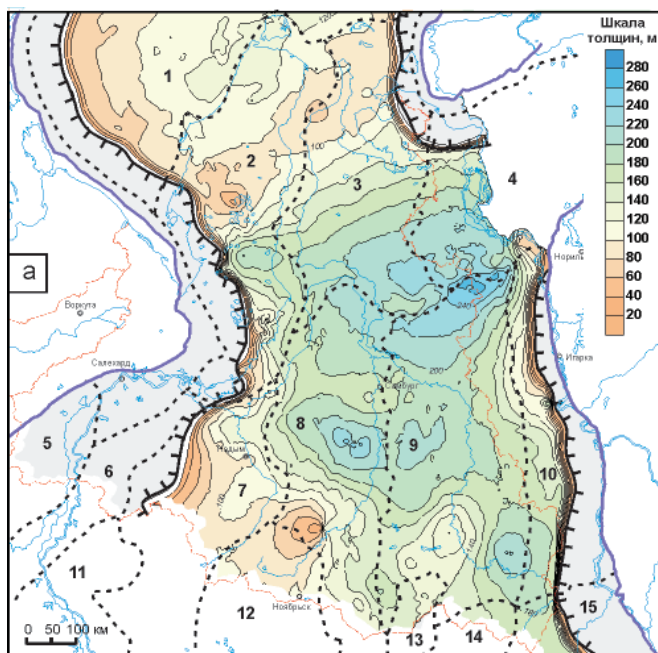


Рис. 3. Карты толщин (а), вещественного состава (б) и толщин песчаников (в) проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

1 – изопакхиты; 2–4 – границы: 2 – распространения юрских отложений, 3 – распространения проницаемого комплекса, 4 – нефтегазоносных областей; 5–9 – литологические области: 5 – преимущественно псаммитовая ($P_1\Gamma_5\text{Al}_5$), 6 – псаммитово-алевритово-глинистая ($P_2\text{Al}_{3-4}\Gamma_{3-5}$), 7 – псаммитово-алевритово-глинистая ($P_3\text{Al}_{3-4}\Gamma_{3-5}$), 8 – алевритово-псаммитово-глинистая ($\text{Al}_{2-3}P_3\Gamma_{3-5}$), 9 – глинисто-псаммитово-алевритовая ($\Gamma_{2-3}P_3\text{Al}_{3-4}$); 10 – граница литологических областей; 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

ляет гидрослюда (80–85 %), существенно меньшую – хлорит (15–20 %). Прослои песчаников во флюидопоре (10–50 %) обычно имеют толщины от 0,5 до 10–15 м. По этим показателям качество лайдинского флюидопора изменяется от высокого до низкого. Лучшие экранирующие свойства флюидопора прогнозируются в его северной половине, худшие – в южной (см. рис. 4а).

Плинсбахский региональный резервуар (верхняя часть верхнего плинсбаха – нижняя часть нижнего тоара, шараповский и китербютский горизонты) представлен отложениями шараповской и китербютской свит и их возрастных аналогов (нижнекотухтинская, нижнехудосейская, нижнешеркалинская, нижнегорелая подсвиты), развитые на большей части севера Западно-Сибирской НГП. Отсутствуют они, как и в вышеза-

лежащем резервуаре, но в более обширных западной, северной и восточной его частях, а также на Комсомольском выступе фундамента. Толщина резервуара изменяется от 20–30 до 400 м, максимальна (200–400 м) – в центральной части региона, минимальна (20–100 м) – в западной, северной, восточной зонах выклинивания отложений резервуара и в окраинных участках Комсомольского выступа. Глубина кровли резервуара изменяется от 3,3 до 5,2 км, преимущественно от 3,8 до 4,7 км.

Разрез резервуара представлен чередованием пластов песчаников, алевролито-глинистых и глинистых пород. Литологический состав изменчив по площади. Доля песчаников варьирует от 15–20 до 40–50 %. Резервуар состоит из шараповского проницаемого комплекса и китербютского флюидоупора.

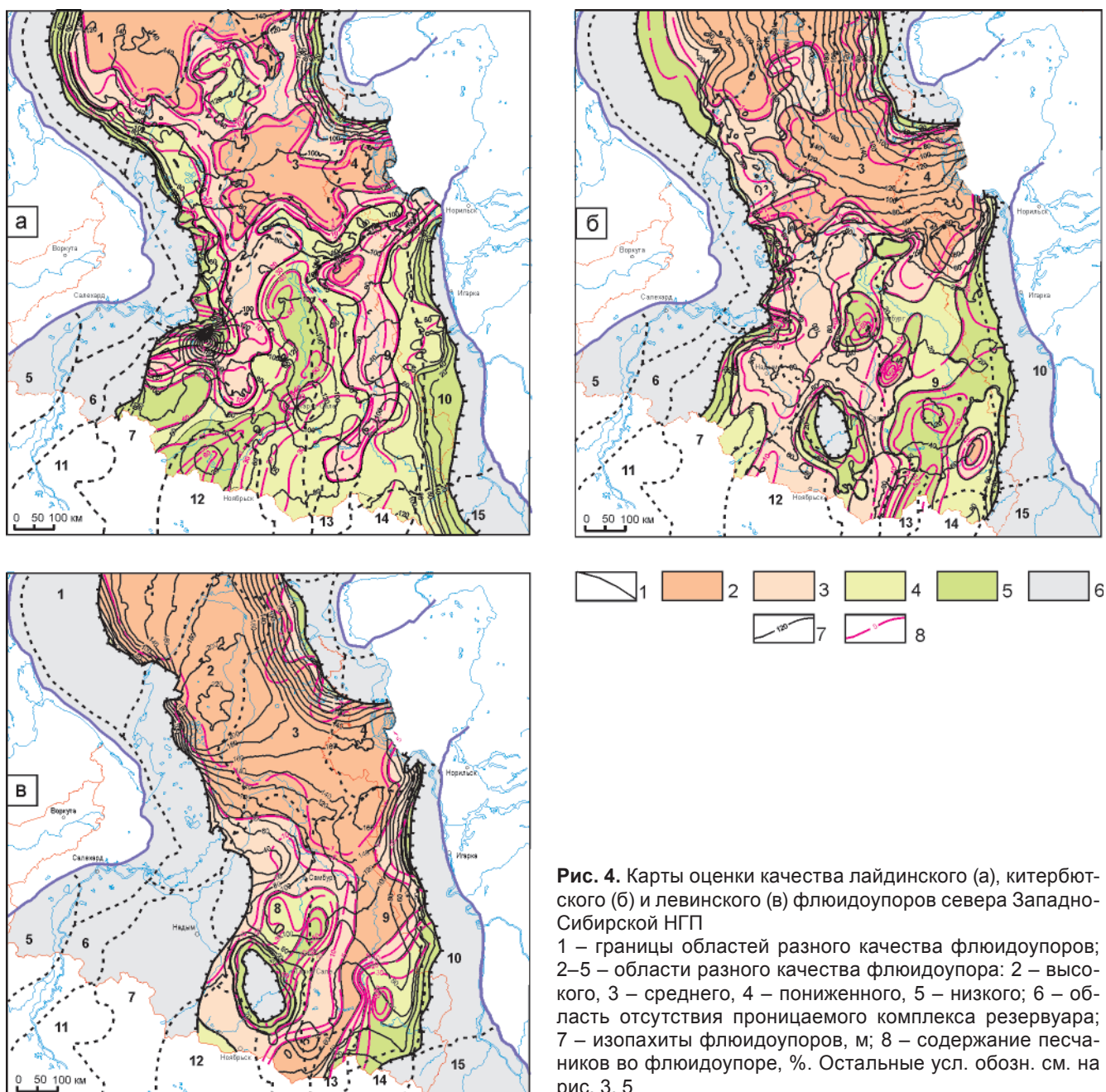


Рис. 4. Карты оценки качества лайдинского (а), китербютского (б) и левинского (в) флюидоупоров севера Западно-Сибирской НГП

1 – границы областей разного качества флюидоупоров; 2–5 – области разного качества флюидоупора: 2 – высокого, 3 – среднего, 4 – пониженного, 5 – низкого; 6 – область отсутствия проницаемого комплекса резервуара; 7 – изопахиты флюидоупоров, м; 8 – содержание песчанников во флюидоупоре, %. Остальные усл. обозн. см. на рис. 3, 5

Шараповский проницаемый комплекс представлен глинисто-алевролитово-песчаными породами одноименной свиты и ее возрастных аналогов, распространенных на большей части исследуемой территории. Толщина проницаемого комплекса варьирует от нескольких десятков до 340 м, максимальная (260–340 м) – в центральной части региона, минимальная (20–80 м) – в зонах выклинивания отложений (рис. 5а).

Сложен проницаемый комплекс песчаниками, глинистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В его составе выделяются две пачки циклического строения (shr-1, shr-2) и нижняя часть пачки shr-3, в основании которых залегают регионально выраженные песчаные пласты Ю₁₉, Ю₁₈ и Ю₁₇ (см. рис. 2).

Вещественный состав проницаемого комплекса резервуара, как и вышележащего,

весьма разнообразен. На территории его развития выделяют пять литологических областей разного состава – от преимущественно псаммитового (П₁Гл₅Ал₅) до глинисто-псаммитово-алевритового (Гл₂₋₃П₃Ал₃₋₄), наиболее песчаные из них распространены в южной части региона и на окраинных северо-западной, северной и северо-восточных его участках (см. рис. 5б).

Толщина песчанников варьирует от 10–20 до 160 м, максимальная – в центральной и отчасти в северной частях региона, минимальная – в зонах выклинивания отложений проницаемого комплекса (см. рис. 5в).

Емкостная модель проницаемого горизонта характеризуется низкой степенью изученности, поэтому осуществить прогноз распределения коллекторов по площади региона не представляется возможным. По отдельным скважинам, вскрыв-

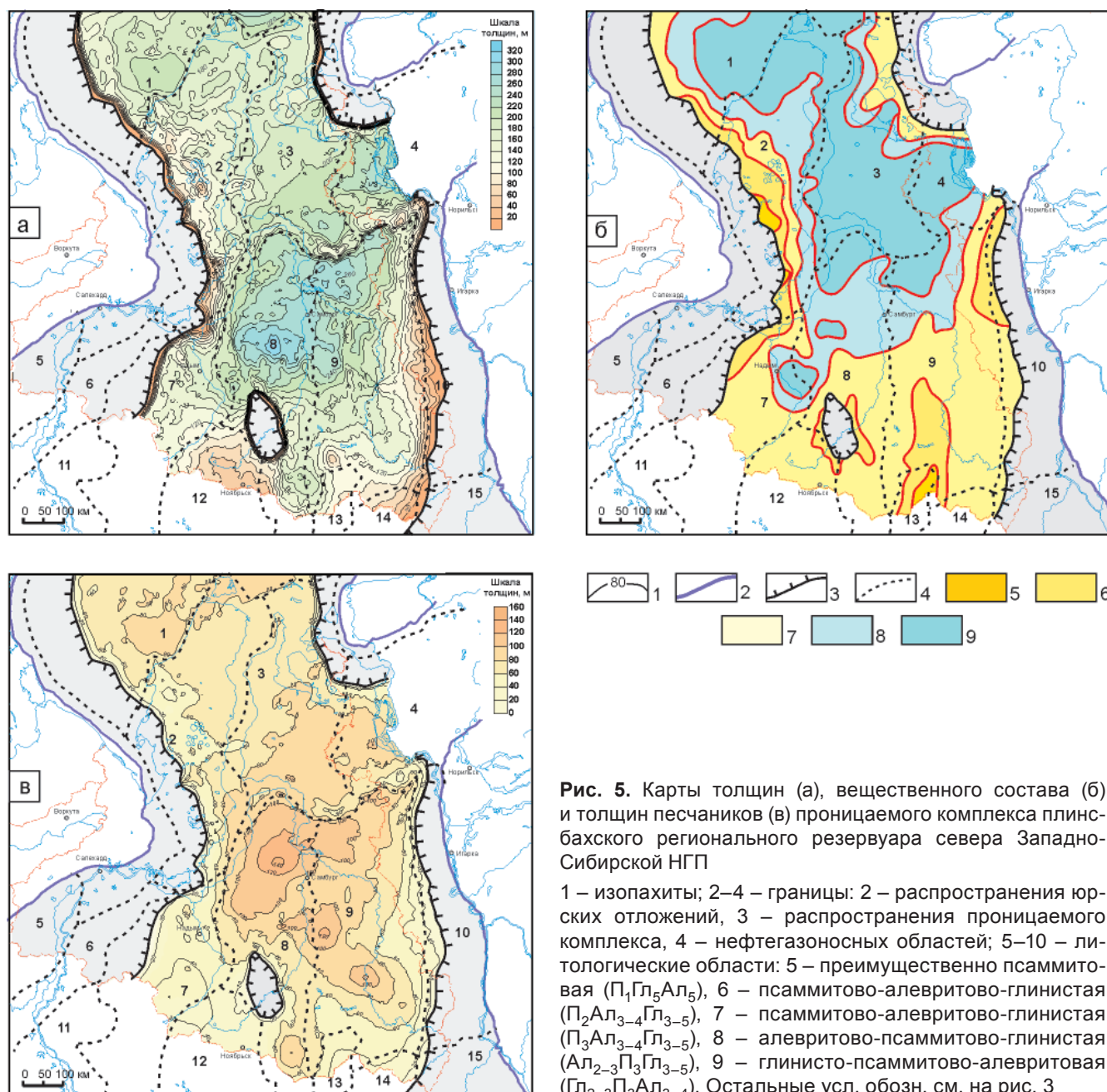


Рис. 5. Карты толщин (а), вещественного состава (б) и толщин песчаников (в) проницаемого комплекса плинско-бахского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

1 – изобахты; 2–4 – границы: 2 – распространения юрских отложений, 3 – распространения проницаемого комплекса, 4 – нефтегазоносных областей; 5–10 – литологические области: 5 – преимущественно псаммитовая ($П_1Г_5Ал_5$), 6 – псаммитово-алевритово-глинистая ($П_2Ал_{3-4}Г_3-5$), 7 – псаммитово-алевритово-глинистая ($П_3Ал_{3-4}Г_3-5$), 8 – алевритово-псаммитово-глинистая ($Ал_{2-3}П_3Г_3-5$), 9 – глинисто-псаммитово-алевритовая ($Г_2-3П_3Ал_{3-4}$). Остальные усл. обозн. см. на рис. 3

шим рассматриваемые отложения, толщина коллекторов изменяется от 3–5 до 20 м, наиболее часто – от нескольких до 10 м.

ФЕС коллекторов следующие: открытая пористость 8–17 % (чаще 9–11, реже 11–13 и еще реже 13–17 %), проницаемость от долей до $73 \cdot 10^{-3}$, чаще до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом открытая пористость коллекторов пониженная и низкая, межзерновая проницаемость низкая.

Китербютский флюидоупор сложен преимущественно глинистыми отложениями одноименной свиты и ее возрастных аналогов, повсеместно перекрывающими проницаемый комплекс. Толщина его варьирует от нескольких десятков до 210 м, максимальна она (100–210 м) на севере и отчасти на западе рассматриваемого региона, минимальна (20–50 м) – в зонах выклинивания отложений флюидоупора (см. рис. 4б).

Разрез представлен преимущественно глинистыми алевролитами и аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников; в некоторых участках региона, в основном на юге и юго-востоке, фиксируется значительное его опесчанивание (до 30 %). Минералогический состав аргиллитов двухкомпонентный: большая часть (55–65 %) – гидрослюда, меньшая – хлорит (25–35 %).

Качество китербютского флюидоупора изменяется от высокого до низкого, в целом он обладает более высокими экранирующими свойствами, чем лайдинский. Земли с преимущественно высоким качеством прогнозируются в северной части региона, с преимущественно средним – на юго-западе, с пониженным и низким – на юго-востоке (см. рис. 4б).

Геттанг-синемюрский региональный резервуар включает наиболее древние базальные отложения юрского мегакомплекса (геттангский

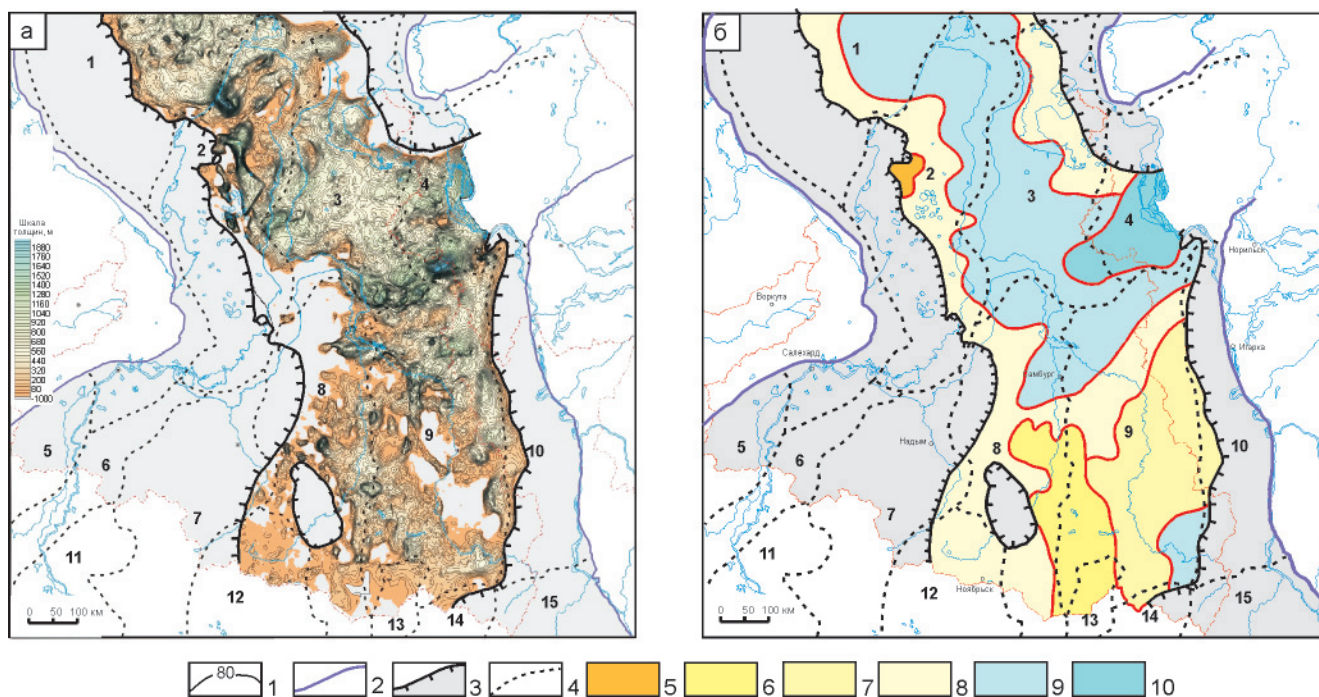


Рис. 6. Карты толщин проницаемого комплекса (а) и вещественного состава (б) геттанг-синемюрского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

1 – изопохиты; 2–4 – границы: 2 – распространения юрских отложений, 3 – распространения отложений зимнего горизонта, 4 – нефтегазоносных областей; 5–10 – литологические области: 5 – псаммитово-псефитовая (P_1GrO_4), 6 – псаммитово-алевритово-глинисто-псефитовая ($P_2Al_{3-4}Gl_{3-5}GrO_{4-5}$), 7 – преимущественно псаммитово-алевритово-глинистая ($P_2Al_{3-4}Gl_{3-5}GrO_6$), 8 – псаммитово-алевритово-глинисто-псефитовая ($P_3Al_{3-5}Gl_{3-5}GrO_{4-5}$), 9 – преимущественно псаммитово-алевролитово-глинистая ($P_3Al_3Gl_{3-5}GrO_6$), 10 – глинисто-алевритово-псаммитовая ($Gl_2Al_3P_5$)

ярус, нижнюю часть верхнеплинбаховского подъяруса, зимний и левинский горизонты), залегающие на севере Западно-Сибирской НГП на разновозрастной эрозионной поверхности образований триаса и палеозоя на глубине 4–6 км. Они представлены весьма разнообразными породами (от аргиллитов до гравелитов) зимней, левинской свит их возрастных аналогов (береговой, ягельной свит), распространенных на значительно меньшей территории, чем отложения вышезалегающих резервуаров. Эти образования почти повсеместно развиты в восточной, наиболее погруженной его половине, где простираются в виде субмеридионально ориентированной полосы шириной 250–500 км. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков до 2100 м, главным образом 300–800 м. Резервуар состоит из зимнего проницаемого комплекса и левинского флюидоупора.

Зимний проницаемый комплекс находится в восточной половине региона, сложен глинисто-алевролитово-псефитово-псаммитовыми отложениями зимнего горизонта (береговая, зимняя свиты). Толщина его варьирует от нескольких десятков до 1900 м, в основном 200–600 м. Аномально высокие и низкие значения толщин проницаемого комплекса в виде зон изометричной формы встречаются в наиболее прогнутых участках и выступах отложений триаса и палеозоя, подстилающих юрские образования (рис. 6а).

Разрез представлен песчаниками различного гранулометрического состава, гравелитами, мелкогалечными конгломератами, алевролитами и аргиллитами. Выделяются пласты песчаников $Ю_{21}^a$, $Ю_{21}^b$, $Ю_{21}^c$ и $Ю_{21}^d$, развитые локально и зонально. Толщина их колеблется от 10 до 60 м.

Вещественный состав также весьма разнообразен. Выделяется шесть литологических областей разного состава – от псаммитово-псефитового (P_1GrO_4) до глинисто-алевритово-псаммитового ($Gl_2Al_3P_5$). Наиболее песчаные литологические области прогнозируются в южной части исследуемого региона (см. рис. 6б).

Толщина песчаников изменяется от нескольких десятков до 1300 м. Характер ее распределения по площади региона подобен таковому всего комплекса.

Емкостная модель проницаемого комплекса резервуара представляется следующей. Коллекторы проницаемого комплекса изучены очень слабо, лишь на отдельных площадях. Толщина их, как правило, не превышает 10–20 м, а на больших глубинах – 4–5 м.

ФЕС коллекторов следующие. Открытая пористость 8–15 % (чаще всего 9–11, реже 12–13 и относительно редко 14–15 %), межзерновая проницаемость – от сотых до $13 \cdot 10^{-3}$, обычно до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом коллекторы характеризуются пониженной и низкой пористостью и низкой проницаемостью.



Таблица 2

Распределение перспективных и прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата тоарского (т), плинсбахского (п) и геттанг-синемюрского (гс) региональных резервуаров нижнеюрских отложений по НГО севера Западно-Сибирской НГП

НГО	Резер- вуар	Нефть, млн т			Газ, млрд м ³			Конденсат, млн т	Всего УУВ, млн т		
		C ₃	D ₁₋₂	C ₃ + D ₁₋₂	C ₃	D ₁₋₂	C ₃ + D ₁₋₂	C ₃ + D ₁₋₂	C ₃	D ₁₋₂	C ₃ + D ₁₋₂
Южно-Карская	т	0	195	195	0	2305	2305	397	0	2897	2897
	п	0	30	30	0	665	665	105	0	800	800
	гс	0	0	0	0	338	338	55	0	393	393
Ямальская	т	0	141	141	32	1098	1130	191	35	1427	1462
	п	0	16	16	11	593	604	87	12	695	707
	гс	0	0	0	0	275	275	41	0	316	116
Гыданская	т	10	256	266	2	1199	1201	222	13	1676	1688
	п	3	25	28	1	563	564	78	4	666	670
	гс	0	0	0	0	379	379	54	0	433	433
Надым-Пурская	т	44	236	280	0	565	565	107	44	908	952
	п	15	38	53	0	378	378	50	15	466	481
	гс	0	0	0	0	178	178	29	0	207	207
Пур-Тазовская	т	106	17	123	16	407	423	67	126	487	613
	п	15	7	22	5	227	232	33	2721	265	287
	гс	0	0	0	0	146	146	22	10	168	168
Фроловская	т	41	229	270	0	298	298	47	41	574	615
	п	14	36	50	0	207	207	27	14	170	284
	гс	0	0	0	0	3	3	1	0	4	4
Среднеобская	т	5	40	45	0	49	49	9	5	9	103
	п	2	7	9	0	27	27	5	2	39	41
	гс	0	0	0	0	9	9	1	0	10	10
Васюганская	т	9	1	10	0	8	8	1	9	10	19
	п	1	1	2	0	8	8	1	1	10	11
	гс	0	0	0	0	4	4	1	0	5	5
Елогуй-Туруханская	т	0	8	8	0	18	18	2	0	28	28
	п	0	2	2	0	14	14	2	0	18	18
	гс	0	0	0	0	1	1	1	0	2	2
Пайдугинская	т	0	2	2	0	4	4	1	0	7	7
	п	0	1	1	0	6	6	1	0	8	8
	гс	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1
Предъенисейская	т	0	2	2	0	5	5	1	0	8	8
	п	0	1	1	0	1	1	1	0	3	3
	гс	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вся территория	т	215	1127	1342	50	5956	6006	1045	273	8120	8393
	п	50	164	24	17	2689	2706	390	69	341	3310
	гс	0	0	0	0	1334	1334	205	0	1539	1539

Левинский флюидоупор резервуара представлен преимущественно глинистыми отложениями левинского горизонта, одноименной и ягельной свит, развитыми повсеместно. Толщина его изменяется от нескольких десятков до 220 м, максимальная (100–200 м) – в северной половине региона; в южной части толщины преимущественно средние, в юго-западной и юго-восточной – обычно минимальные.

Разрез сложен аргиллитами и аргиллитами алевритистыми с прослоями алевролитов и песчанников. Минералогический состав аргиллитов трехкомпонентный: главным образом это гидрослюда (50–75 %), в меньшей степени каолинит (20–30 %) и хлорит (10–20 %). Содержание песчаных и алевролитовых прослоев изменяется от 5–7 до 50 %.

Качество флюидоупора изменяется от высокого до низкого, наиболее высокое – в северной

и центральной частях, а низкое и пониженное – в юго-западной и юго-восточной (см. рис. 4в).

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского резервуаров и нижнеюрских отложений в целом

Тоарский региональный резервуар

Он наиболее перспективен для поисков новых залежей нефти и газа среди нижнеюрских резервуаров севера Западно-Сибирской НГП. Его начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 8515 млн т УУВ (64,6 % от всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений); из них по категориям C₁+C₂ – 125, C₃ – 273, D₁ – 1426, D₂ – 6691 млн т УУВ (1,5, 3,2, 16,7 и 78,6 % соответственно), т. е. 98,5 % прогнозируемых ресурсов УВ (8393 млн т УУВ) – пер-

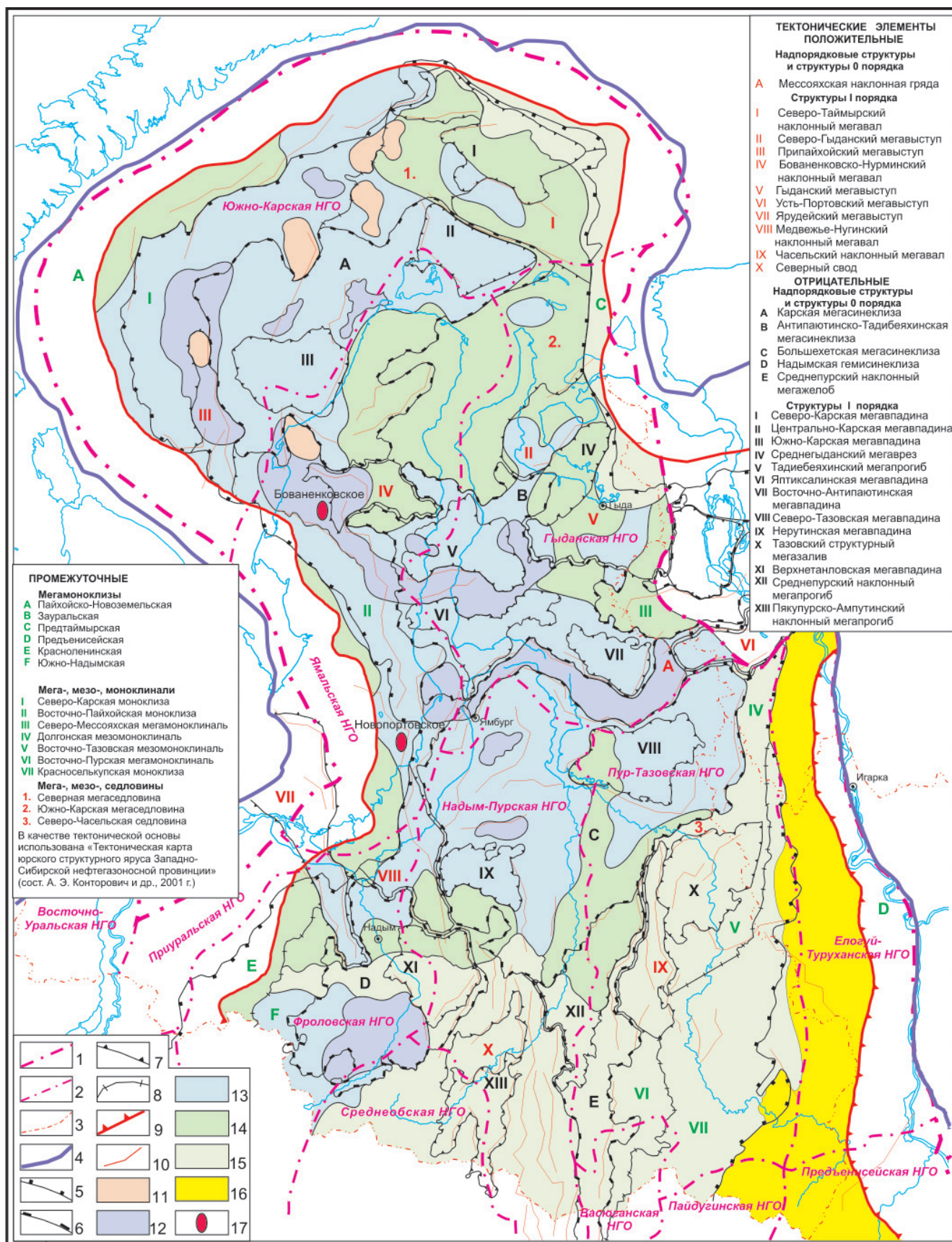


Рис. 7. Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП (Ямало-Ненецкий АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря). Составили: Г. Г. Шемин (редактор), Н. С. Юстус, Н. П. Кирда, Н. Н. Костагачева, А. Ю. Нехаев, Н. В. Первухина, В. А. Шарикова, Н. А. Щекочихина

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



спективные и прогнозные (табл. 2). Максимальные суммарные ресурсы (млн т УУВ) прогнозируются в северной части региона: в Южно-Карской (2897), Гыданской (1689) и Ямальской (1587) НГО; меньше – в центральной и юго-западной: в Надым-Пурской (951), Фроловской (615) и Пур-Тазовской (613), а минимальные – в юго-восточной (в Елогуй-Туруханской – 28, Предъенисейской – 8, Пайдугинской – 6 млн т УУВ) и южной (в Васюганской – 18, Среднеобской – 103 млн т УУВ). Фазовый состав ресурсов следующий: газ – 6115 млрд м³ (71,8 %), нефть – 1342 млн т (15,8 %), конденсат – 1058 млн т (12,4 %).

Ресурсы УВ по площади распределены неравномерно (рис. 7). Наиболее перспективные земли (перспективные II категории, среднеперспективные I и II категорий) прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона (северо-западная часть Южно-Карской НГО, центральная и южная части Ямальской, южная часть Гыданской, северные части Надым-Пурской и Пур-Тазовской и Фроловская НГО). Почти вся остальная территории – земли пониженных и низких перспектив, и лишь на крайнем юго-востоке (Елогуй-Туруханская, Предъенисейская НГО и смежные с ними участки) предполагаются бесперспективные.

Перспективы *газоносности* резервуара следующие. Здесь выделяются земли от бесперспективных до перспективных II категории; наиболее перспективные распространены существенно меньше: лишь в окраинной северо-западной, частично в центральной и локально в юго-западной частях, большая же часть территории – земли пониженных и низких перспектив и бесперспективные.

Перспективы *нефтеносности* почти повсеместно низкие, только в крайней юго-западной его части (Фроловская НГО) прогнозируются участки земель пониженных и средних перспектив.

Плинсбахский региональный резервуар

Его перспективы на выявление залежей нефти и газа ниже, чем тоарского. Начальные суммарные ресурсы оцениваются в 3331 млн т УУВ (25,3 %), из них по категориям C_1+C_2 – 26, C_3 – 69, D_1 – 695, D_2 – 2541 млн т УУВ (0,8, 2,1, 20,9 и 76,2 % соответственно), т. е. 99,2 % прогнозируемых ресурсов (3305 млн т УУВ) – перспективные и прогнозные (см. табл. 2).

Максимальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ) прогнозируются также в северной части региона: в Южно-Карской (799), Гыданской (733) и Ямальской (670) НГО; меньшие – в центральной и юго-западной: в Надым-Пурской (481), Фроловской (283) и Пур-Тазовской (287), мини-

мальные – в южной и юго-восточной (в Среднеобской, Васюганской, Елогуй-Туруханской, Пайдугинской и Предъенисейской НГО – суммарно 77 млн т УУВ). Фазовый состав ресурсов следующий: газ – 2732 млрд м³ (82 %), нефть – 211 млн т (6,3 %), конденсат – 388 млн т (11,7 %).

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ плинсбахского и тоарского резервуаров в целом сходно (рис. 8): наиболее перспективные площади (среднеперспективные земли II категории и земли пониженных перспектив) также прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона (центральная часть Южно-Карской НГО, южные половины Ямальской и Гыданской НГО, северная часть Надым-Пурской НГО и южное окончание Фроловской НГО), а на остальной громадной территории – низкоперспективные и бесперспективные.

Перспективы *газоносности* плинсбахского резервуара ниже, чем тоарского; распределение по площади региона аналогично таковому суммарных ресурсов: наиболее перспективные площади (среднеперспективные земли II категории, земли пониженных перспектив) в основном распространены в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона. Перспективы *нефтеносности* весьма низкие: почти повсеместно прогнозируются бесперспективные земли, лишь на небольшом участке Фроловской НГО (юго-западная часть региона) – низкоперспективные.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар

Перспективы его нефтегазоносности среди резервуаров нижнеюрских отложений исследуемого региона самые низкие. Начальные суммарные ресурсы относятся к категории D_2 и оцениваются в 1334 млн т УУВ (10,1 %) (см. табл. 2).

Максимальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ) прогнозируются в северной части региона: в Гыданской (379) Южно-Карской (338), и Ямальской (275) НГО; меньше – в центральной: в Надым-Пурской (178) и Пур-Тазовской (146), а минимальные – в южной и юго-восточной (в Среднеобской, Фроловской, Васюганской, Елогуй-Туруханской и Пайдугинской НГО). Фазовый состав ресурсов следующий: газ – 1131 млрд м³ (84,8 %), конденсат – 203 млн т (15,2 %).

На территории резервуара выделяются земли трех категорий. Земли пониженных перспектив распространены весьма ограниченно – лишь в пределах Мессояхской наклонной гряды, на остальной огромной площади региона – низкоперспективные и бесперспективные земли (рис. 9).

0 – порядок, 7 – структур I порядка, 8 – промежуточных структур, 9 – распространения тоарского резервуара; 10 – разрывные нарушения; 11–16 – земли (удельная плотность в тыс. т УУВ/км²): 11 – перспективные II категории (30–50), 12 – среднеперспективные I категории (20–30), 13 – среднеперспективные II категории (10–20), 14 – пониженных перспектив (5–10), 15 – низкоперспективные (1–5), 16 – бесперспективные (<1); 17 – газовые месторождения

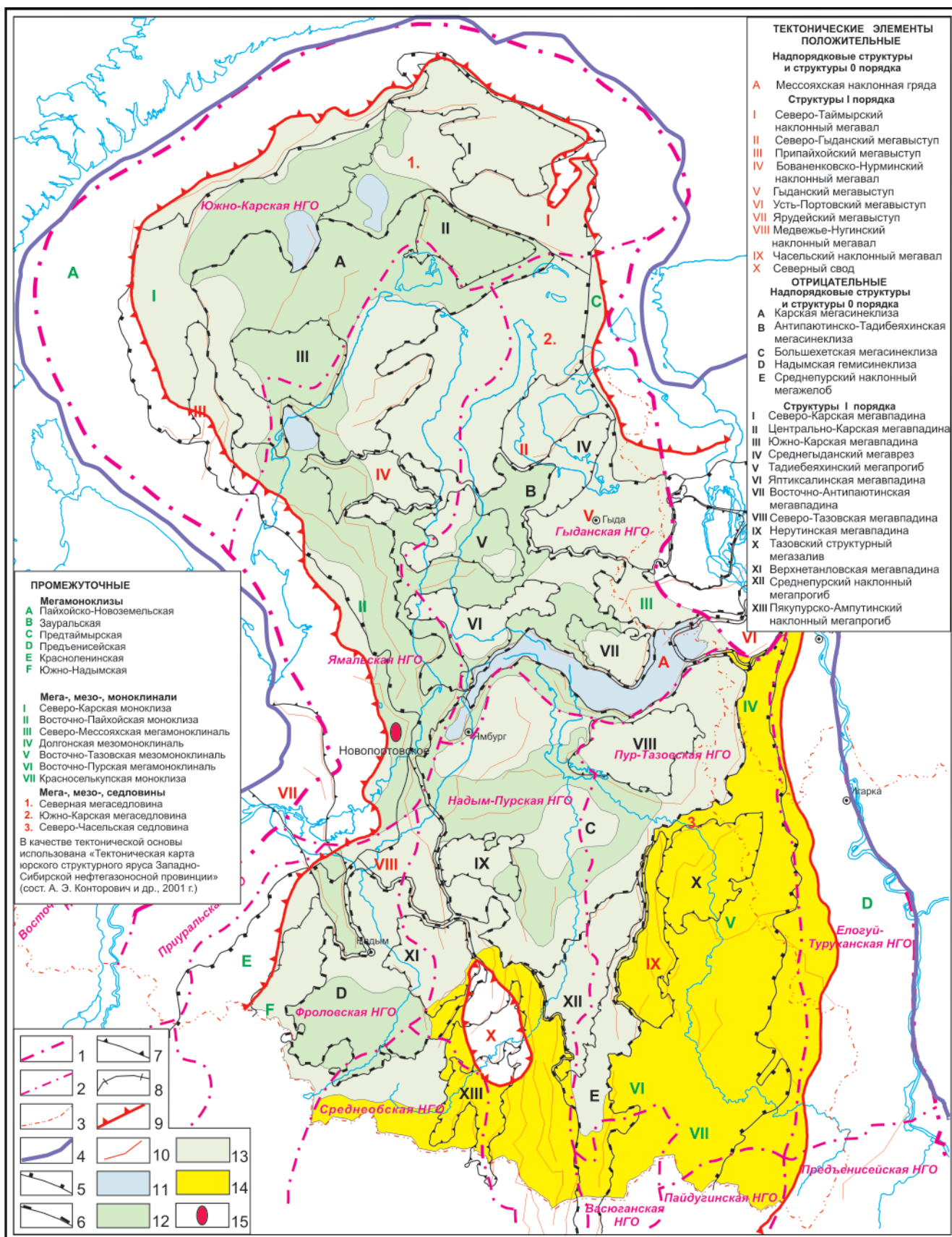


Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности плиншбахского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП (Ямало-Ненецкий АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря). Составили: Г. Г. Шемин (редактор), Н. С. Юстус, Н. П. Кирда, Н. Н. Костагачева, А. Ю. Нехаев, Н. В. Первухина, В. А. Шарикова, Н. А. Щечокчихина

Усл. обозн. см. на рис. 7

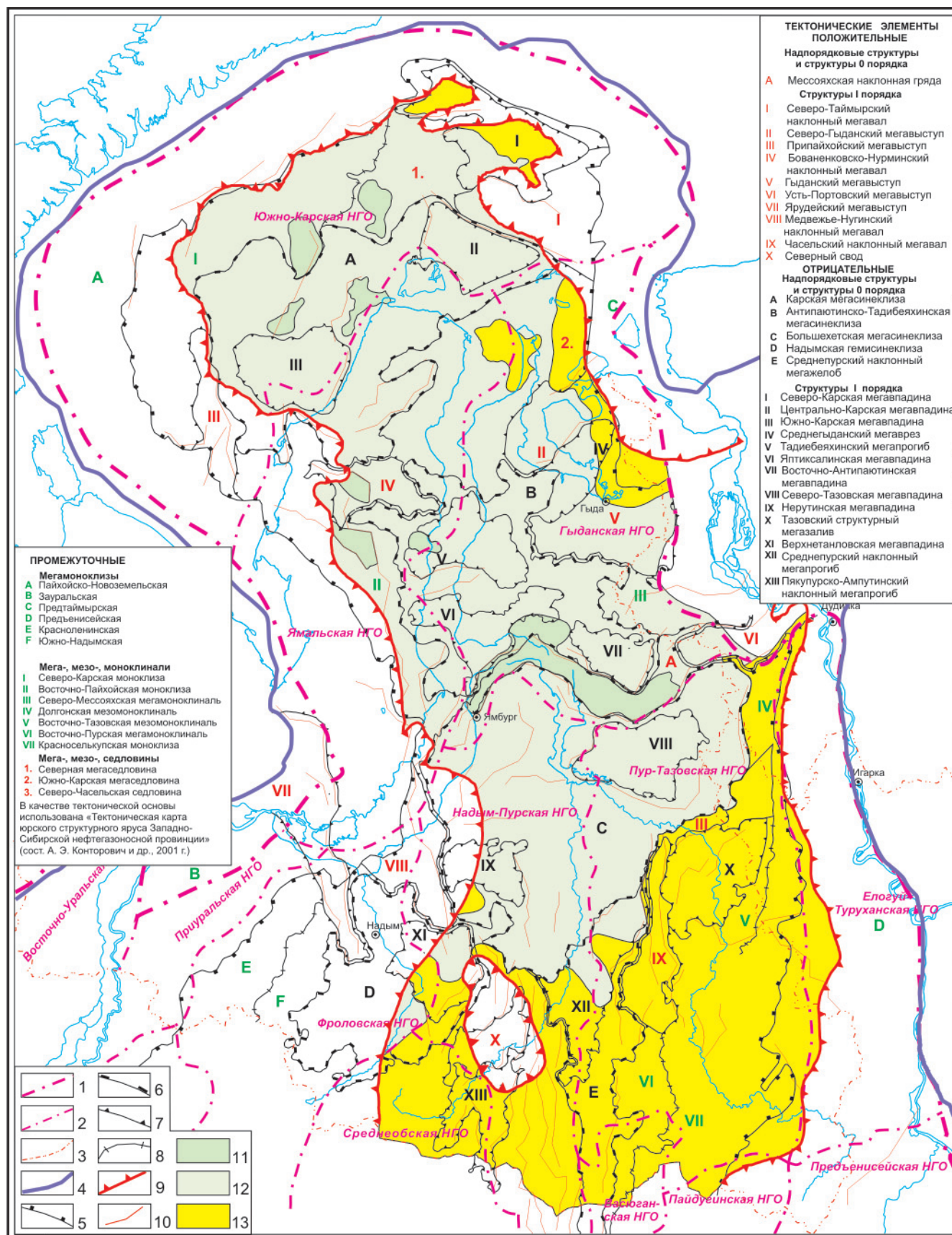


Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП (Ямало-Ненецкий АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря). Составили: Г. Г. Шемин (редактор), Н. С. Юстус, Н. П. Кирда, Н. Н. Костагачева, А. Ю. Нехаев, Н. В. Первухина, В. А. Шарикова, Н. А. Щекочихина

Усл. обозн. см. на рис. 7

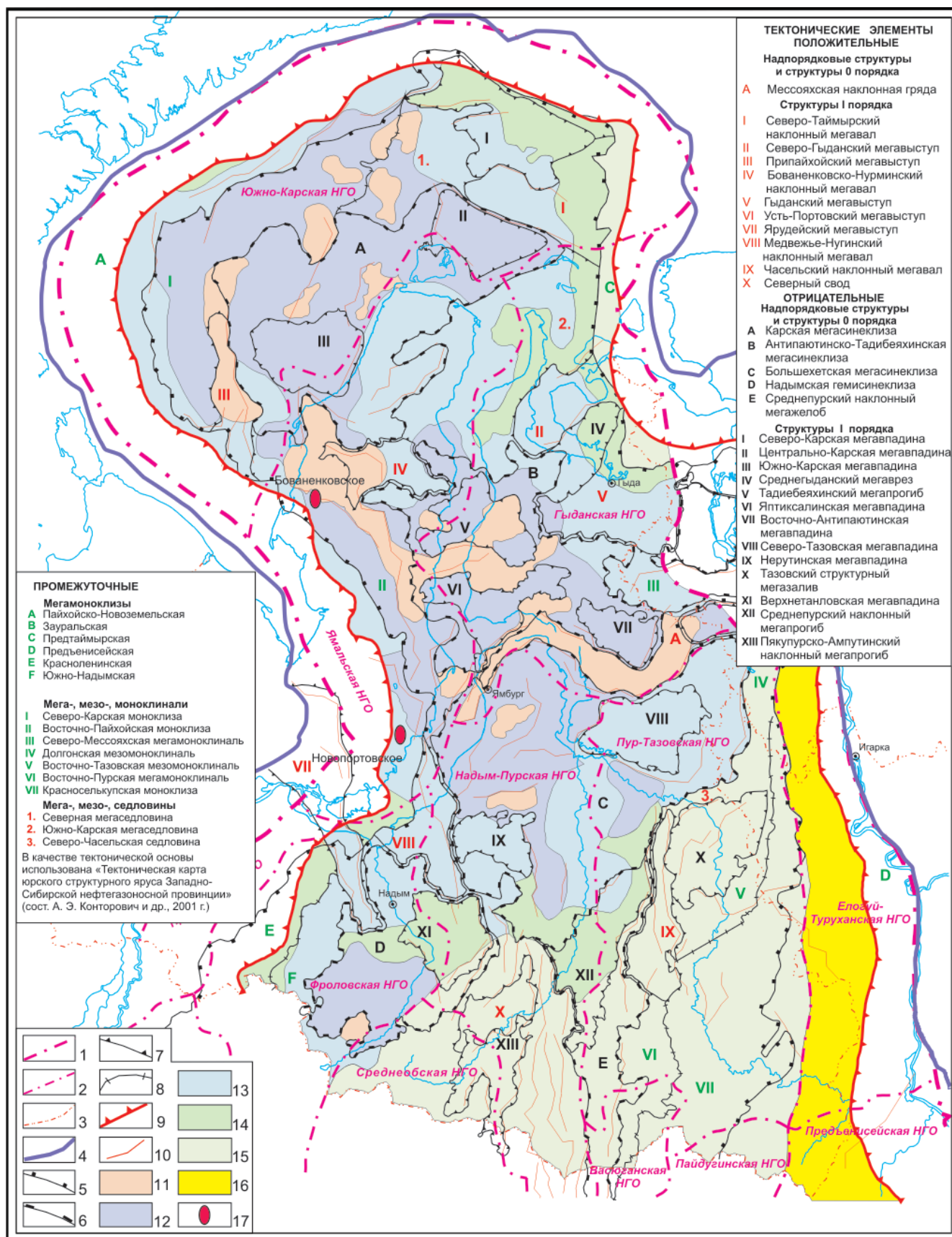


Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП (территория Ямало-Ненецкого АО, левобережные районы Красноярского края и акватория Карского моря). Составил: Г. Г. Шемин, компьютерное оформление В. А. Шарикова

Усл. обозн. см. на рис. 7



Нижнеюрские отложения

Ресурсы УВ оценены в 13180 млн т УУВ; из них по категориям C_1+C_2 – 151, C_3 – 342, D_1 – 2121, D_2 – 10566 млн т УУВ (1,1, 2,6, 16,1 и 80,2 % соответственно), т. е. 98,9 % всех прогнозируемых ресурсов (13029 млн т УУВ) – перспективные и прогнозные (см. табл. 2). Максимальные суммарные ресурсы УВ (млн т УУВ) нижнеюрских отложений, как и составляющих их резервуаров, прогнозируются в северной части региона: в Южно-Карской (3980), Гыданской (2684) и Ямальской (2553) НГО; меньшие – в центральной и юго-западной частях: в Надым-Пурской (1581), Пур-Тазовской (1024) и Фроловской (901) НГО; минимальные – в южной и юго-восточной: в Среднеобской и Предъенисейской НГО. Фазовый состав нижнеюрских отложений следующий: газ – 9978 млрд м³ (75,7 %), конденсат – 1649 млн т (12,4 %), нефть – 1553 млн т (11,9 %).

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ нижнеюрских отложений по площади в целом подобно таковому тоарского и плинсбахского резервуаров (рис. 10). Наиболее перспективные территории (перспективные земли II категории и среднеперспективные земли I категории) прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона (центральные и южные части Южно-Карской и Ямальской НГО, юго-западные части Гыданской и Фроловской НГО и северная часть Надым-Пурской НГО); среднеперспективные земли II категории ограничивают их с востока (северо-восточные части Южно-Карской, Ямальской и Гыданской НГО, северные части Фроловской и Пур-Тазовской, центральная часть Надым-Пурской); земли пониженных, низких перспектив и бесперспективных развиты преимущественно на юго-востоке и юге.

Наиболее газоперспективные из перспективных земель II категории распространены только в окраинной северо-западной, частично центральной частях и в виде локальных участков в юго-западной, а на существенно большей остальной части – пониженных и низких перспектив, а также бесперспективных.

Перспективы нефтеносности нижнеюрских отложений исследуемого региона значительно меньше. Здесь прогнозируются преимущественно низкоперспективные и бесперспективные земли, и лишь на юго-западе и частично в центре региона (во Фроловской и южной части Гыданской НГО) – пониженных перспектив и локально среднеперспективные земли II категории.

Выводы

Нижнеюрские отложения и выделенные в них тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский региональные резервуары распространены на большей наиболее прогнута части севера Западно-Сибирской НГП, обычно залегают на больших глубинах (4–6 км), характеризуются сложным строением и низкой степенью изученности сейсмора-

ведкой и особенно бурением. Результативность работ по выявлению залежей нефти и газа и подготовке их запасов низкая.

Вещественный состав *проницаемых комплексов* существенно меняется: от преимущественно песчаного до песчано-алеврито-глинистого; наиболее песчаные разрезы приурочены к краевым частям региона, расположенным вблизи источников сноса обломочного материала (Урал, Новая Земля, Таймыр и Сибирская платформа).

Толщины варьируют в следующих пределах: тоарский резервуар – от 10–20 до 300 м, от 10–20 до 180 м и от нескольких до 25 м (проницаемые горизонты и содержащиеся в них песчаники и коллекторы соответственно), плинсбахский – от 10–20 до 340 м, от 10–20 до 160 м и от нескольких до 20 м; геттанг-синемюрский – от 10–20 до 1900 м, от 10–20 до 1600 м и от нескольких до 10–15 м. Открытая пористость и межзерновая проницаемость коллекторов резервуаров изменяется следующим образом: тоарский резервуар – 10–14 %, от нескольких до $23 \cdot 10^{-3}$, обычно $(0,2-3) \cdot 10^{-3}$ мкм²; плинсбахский – 8–17, обычно 8–13 %, от долей до $73 \cdot 10^{-3}$, обычно до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; геттанг-синемюрский – 8–15, обычно 9–11 %, от долей до $13 \cdot 10^{-3}$, обычно до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Качество *коллекторов* в целом пониженное и низкое, ухудшается сверху вниз по разрезу, и на глубине более 4,5 км гранулярные коллекторы распространены весьма ограниченно.

Состав *флюидоупоров* преимущественно глинистый, толщина обычно от 20–30 до 150 м. Местами, преимущественно в окраинных участках региона, они опесчаниваются до 30–40 %. Качество от высокого до низкого, улучшается сверху вниз по разрезу; наиболее высокое – в северной половине региона.

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности рассмотренных региональных резервуаров использовался геологический способ метода внутренних геологических аналогий по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади. Прогнозирование плотностей начальных суммарных ресурсов УВ на эталонных участках осуществлялось на базе выявленной авторами закономерности уменьшения их значений от наиболее изученного и перспективного батского резервуара до изученного крайне слабо и низкоперспективного геттанг-синемюрского. Данный подход позволил более достоверно оценить резервуары и нижнеюрские отложения в целом.

Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений и выделенных в них региональных резервуаров средние, пониженные и низкие, причем прогнозируется преимущественно газ. Сверху вниз по разрезу от тоарского до геттанг-синемюрского резервуара перспективы на выявление новых залежей УВ уменьшаются, увеличивается газовая составляющая, а в геттанг-синемюрском резервуаре прогнозируются только газ и конденсат.



Наиболее перспективные земли рассматриваемых резервуаров и нижнеюрских отложений в целом (перспективные земли II категории и среднеперспективные земли) прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях исследуемого региона.

Невысокие перспективы нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП подтверждаются низкой результативностью проведенных нефтепоисковых работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Выделение** главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири в связи с освоением месторождений нефти и газа [Текст] / А. М. Брехунцов, В. С. Бочкарев, В. Н. Бородин, Н. П. Дещеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 5 — С. 4–15.
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 и средней юры Западно-Сибирской провинции [Текст] / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятков, В. И. Демин [и др.]. — Новосибирск : Наука, 2005. — 156 с.
4. **Геология** нефти и газа Западной Сибири [Текст] / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. — М. : Недра, 1975. — 680 с.
5. **Диковский, А. А.** Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов нижней юры, триаса и палеозоя [Текст] / А. А. Диковский // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. — Тюмень ; Тарко-Сале, 1995. — С. 162–170.
6. **Красавчиков, В. О.** Комплексная интерпретация слабо согласованных геолого-геофизических данных при формировании региональных цифровых моделей рельефов глубокопогруженных геологических поверхностей (на примере осадочного чехла Западно-Сибирской плиты) [Текст] / В. О. Красавчиков // Геоинформатика-2000 : Тр. Междунар. науч.-практ. конф. — Томск : ТГУ, 2000. — С. 147–153.
7. **Критерии** и результаты оценки перспектив нефтегазоносности нижней юры Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП [Текст] / Г. Г. Шемин, А. Ю. Нехаев, В. О. Красавчиков [и др.] // Геология и геофизика. — 2002. — Т. 43, № 12. — С. 1107–1123.
8. **Леус, В. А.** Решение задач геологической компьютерной картографии на основе потенциал-полиномов [Текст] / В. А. Леус // Геология и геофизика. — 1998. — Т. 39, № 10. — С. 1423–1430.
9. **Лопатин, Н. В.** Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 [Текст] / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1998. — № 6. — С. 9–19.
10. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России [Текст]. М. : ВНИГНИ, 2000. — 189 с.
11. **Нефтегазоносные** бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн [Текст] / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук [и др.]. — Новосибирск, 1994. — 201 с.
12. **Нефтегазоносные** комплексы нижней — средней юры Западной Сибири [Текст] / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятков, А. Е. Еханян [и др.] // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. — Новосибирск : СНИИГТИМС, 1990. — С. 3–8.
13. **Перспективы** развития геолого-разведочных работ по поискам месторождений углеводородов в нижней и средней юре Надым-Тазовского междуречья [Текст] / В. С. Сурков, А. М. Казаков, В. П. Девятков, Л. В. Смирнов // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. — Тюмень ; Тарко-Сале, 1995. — С. 73–79.
14. **Региональные** структурные карты повышенной детальности по опорным отражающим горизонтам чехла северных и центральных районов Западно-Сибирской плиты [Текст] / В. О. Красавчиков, С. Ю. Беляев, Г. Ф. Букреева [и др.] // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Т. 2. — Томск, 1998. — С. 80–82.
15. **Решение** 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [Текст]. — Новосибирск, 2004. — 107 с.
16. **Условные** обозначения и методические указания по составлению атласа литолого-палеогеографических карт СССР [Текст] / Под ред. А. П. Виноградова. — М. : Гостоптехиздат, 1962. — 45 с.
17. **Шемин, Г. Г.** Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания нефтегазоносных резервуаров юры севера Западно-Сибирской НГП [Текст] / Г. Г. Шемин, А. Ю. Нехаев // Горные ведомости. — 2005 — № 12(5). — С. 16–23.

© Г. Г. Шемин, И. К. Микуленко, А. А. Сюрин,
Н. А. Щекочицина, Н. С. Юстус, 2011