

УДК 553.98

РАЙОНИРОВАНИЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ КОЛТОГОРСКОГО МЕЗОПРОГИБА ПО ПЛОТНОСТИ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ

Стоцкий Виталий Валерьевич¹,
Stotskiy_VV@sibmail.com

Осипова Елизавета Николаевна¹,
osipovaen@list.ru

Исаева Ольга Степановна²,
isaeva_sah@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»,
Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, 9, стр. 16.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью воспроизводства и расширения ресурсной базы нефтегазового комплекса Томской области.

Цель работы: определить первоочередные районы для поисков и освоения нижнемелового нефтегазоносного комплекса в пределах Колтогорского мезопргиба и структур обрамления.

Объекты исследования: нефтематеринская баженовская свита, ачимовский резервуар и шельфовый резервуар неокома.

Методы исследования: геокартинг толщин резервуаров; компьютерные палеотектонические и палеотемпературные реконструкции осадочного чехла, включая нефтематеринские отложения; картирование по геотемпературному критерию очагов интенсивной генерации баженовских нефтей; интегральная оценка распределения плотности генерированных нефтей; комплексная оценка и анализ распределения плотности аккумулярованных нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах неокома; районирование резервуаров по плотности аккумулярованных нефтей

Результаты исследования. Дана объемно-площадная характеристика ачимовского и шельфового резервуаров неокома – построены карты суммарных толщин 8-ми циклитов ачимовских и 6-ти циклитов шельфовых отложений; на 17 ключевых моментов геологического времени реконструирована термическая история баженовских отложений в разрезах 48-ми глубоких скважин; выделены палеоочаги генерации баженовских нефтей; построена карта распределения плотности генерированных нефтей; построены карты распределения плотности аккумулярованных ресурсов, и выполнено районирование ачимовского и шельфового резервуаров; определены перспективные районы поисков для ачимовского резервуара – земли северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, с Колтогорским мезопргибом, земли сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопргибом; определены перспективные районы поисков для шельфового резервуара – земли сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопргиба, а также территории Трайгородского мезовала.

Выводы. Сопоставление прямых признаков нефтеносности и прогнозных районов высоких перспектив клиноформных и мелководно-шельфовых отложений показало определенную согласованность – порядка 66 % для ачимовского резервуара и около 62 % для шельфовых отложений неокома. Районирование резервуаров определило первоочередные площади для проведения поисковых работ в нижнемеловых отложениях: земли северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, с Колтогорским мезопргибом, а также земли Трайгородского мезовала. Аргументировано комплексирование данных геотермии для решения нефтепоисковых задач.

Ключевые слова:

Нижнемеловые резервуары, баженовская свита, палеотемпературные реконструкции, плотность генерации и аккумуляции нефтей, Колтогорский мезопргиб.

Введение

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции неомский комплекс пород один из наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности. Отложения неокома представляются косошлой моделью, так называемыми клиноформами. Модель клиноформного строения неокома развивается, уточняется и детализируется уже более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари [1], и по настоящий день [2, 3]. В нижней части мелового разреза – неоме, в ачимовских отложениях, открыты крупные промышленные залежи углеводородов (УВ) практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [4].

В настоящей работе, являющейся продолжением исследований в пределах Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления [5, 6], задача выделения перспективных районов на поиски залежей в неоме решена путем совместного анализа данных о распространении ачимовского и шельфового резервуара, а также результатов палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Палеоочаги генерации баженовских нефтей выделены по результатам математического моделирования термической истории баженовских отложений, рассеянное органическое вещество (РОВ) которых является источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового

нефтегазоносных комплексов (НГК), а нефтеперспективные районы определены для клиноформных и шельфовых отложений неокома раздельно. Ранее подобные исследования выполнены для территории Нюрольской мегавадины и структур обрамления [7, 8].

Краткая характеристика территории исследований

Большую часть территории исследований занимает Колтогорский мезопрогиб – отрицательный тектонический элемент II порядка на юго-востоке Западной Сибири (рис. 1, А). Территория исследования расположена в пределах сочленения трех нефтегазоносных областей – Среднеобской, Каймысовской и Васюганской.

Высокий углеводородный потенциал территории обусловлен повсеместным распространением материнских *баженовских отложений* мощностью от 8 до 32 м, высоким содержанием органи-

ческого углерода $C_{орг}$ до 12,5 % и катагенетическим преобразованием градаций $МК_1^1$ – $МК_1^2$ [9]. Продуктивными НГК на этих землях являются: меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский. В пределах территории исследования открыто более 40 месторождений УВ.

Неокомский НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов [10]. В пределах неокомского НГК выделяются два нефтегазоперспективных комплекса отложений: клиноформный и шельфовый.

Клиноформные отложения на исследуемой территории нефтегазоносны на Вахском, Даненбергском, Советском и Столбовом месторождениях. Залежи УВ в *шельфовом резервуаре* обнаружены на Аленкинском, Вахском, Конторович-

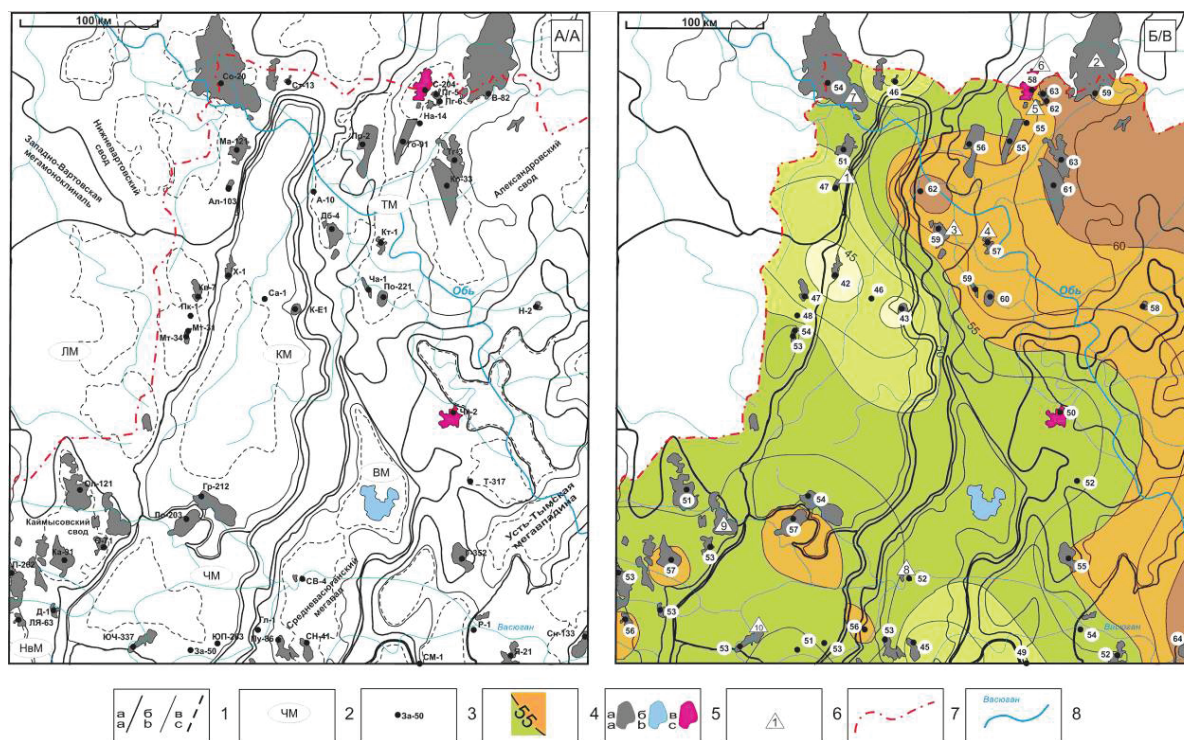


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) на тектонической основе [11] и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б) Колтогорского мезопрогиба: 1 – контуры тектонических элементов: а) надпорядковые и I-го порядка; б) II-го порядка; в) III-го порядка; 2 – условный индекс структур II порядка; 3 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс (на Б для каждой скважины указано расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²); 4 – изолинии расчетных значений теплового потока, мВт/м²; 5 – месторождение углеводородов: а) нефтяное; б) газоконденсатное; в) нефтегазоконденсатное; 6 – условный номер для месторождений неокома; 7 – граница Томской области; 8 – речная сеть. Структуры II порядка: ТМ – Трайгородский мезовал, ВМ – Васюганский мезовал, НвМ – Нововасюганский мезовал, КМ – Колтогорский мезопрогиб, ЛМ – Ледянская мезоседловина; ЧМ – Черемшанская мезоседловина

Fig. 1. Overview diagram of the oil and gas potential (А) of the Koltogor mezodepression and its framing structure based on the tectonic foundation [11] and heat flow density distribution from Pre-Jurassic basement: 1 are the contours of the tectonic elements of the: a – 1; b – II; c – III order; 2 is the index of 2nd order structures; 3 is the paleotemperature modeling well and its index (at B the estimated value of the heat flow density, mW/m²); 4 are the contour lines of calculated values of heat flow; 5 are the contours of the fields: a – oil; b – gas condensate; c – oil and gas condensate; 6 is the index of Neocomian field; 7 is the region boundary; 8 is the river system. 2nd order structures: ТМ – the Traygorod mezoswell; ВМ – the Vasyugan mezoswell; НвМ – the New-Vasyugan mezoswell; КМ – the Koltogor mezodepression; ЛМ – the Ledyansk mezosaddle; ЧМ – the Cheremshanka mezosaddle

Таблица 1. Характеристика месторождений Колтогорского мезопрогиба с залежами в меловом нефтегазоносном комплексе
Table 1. Characteristics of the fields of the Koltogor mezodepression with deposits in Cretaceous oil and gas bearing complex

Месторождение Field	Условный номер месторождения (рис. 1, Б) Index of the field (Fig. 1. B)	Фазовое состояние Phase state	Горизонт, пласт Reservoir
Аленкинское/Alenskoe	1	Нефть/Oil	Б ₁₀
Вахское/Vakhskoe	2		А ₁ , Б ₀ , Б ₈₋₁₀ , Б ₁₅
Даненбергское/Danenbergovskoe	3		А ₆ , Б ₀ , Б ₁₆₋₂₀
Конторовичское/Kontorovichskoe	4		Б ₉
Приграничное/Prigranichnoe	5		Б ₉ , Б ₁₂ , Б ₁₃
Северное/Severnoe	6	Газ/Gas	Б ₉ , Б ₁₂
		Нефть/Oil	А ₂₋₄ , Б ₁ , Б ₈ , Б ₁₀
Советское/Sovetskoe	7	Газ/конденсат/Gas/condensate	А ₄ , А ₉₋₁₂ , Б ₀₋₄ , Б ₇₋₁₀
Средневасюганское/Srednevasyuganskoe	8	Нефть/Oil	А ₁₋₄ , А ₆ , А ₈ , Б ₀₋₆ , Б ₈₋₉ , Б ₁₆ , Б ₁₈
Столбовое/Stolbovovoe	9		Б ₁₂
Южно-Черемшанское Yuzhno-Cheremshanskoe	10		Б ₁₈
		Газ/Gas	А ₂₋₇ , А ₉₋₁₀ , Б ₄₋₁₀ , Б ₁₂₋₁₃

ском, Приграничном, Северном, Советском, Средневасюганском и Южно-Черемшанском месторождениях (табл. 1).

Здесь используется индексация и стратиграфическая привязка томских геологов [12]. В настоящей работе материалы испытаний глубоких скважин шельфовых отложений рассмотрены в пределах пластов-коллекторов тарской свиты, а клино-

формных – в объеме пластов-коллекторов, приуроченных к куломзинской свите.

Картирование ачимовского и шельфового резервуаров

На основе работы [12] было обобщено развитие клиноформных отложений неокома (рис. 2). На рис. 2, А показана схема расположения и тол-

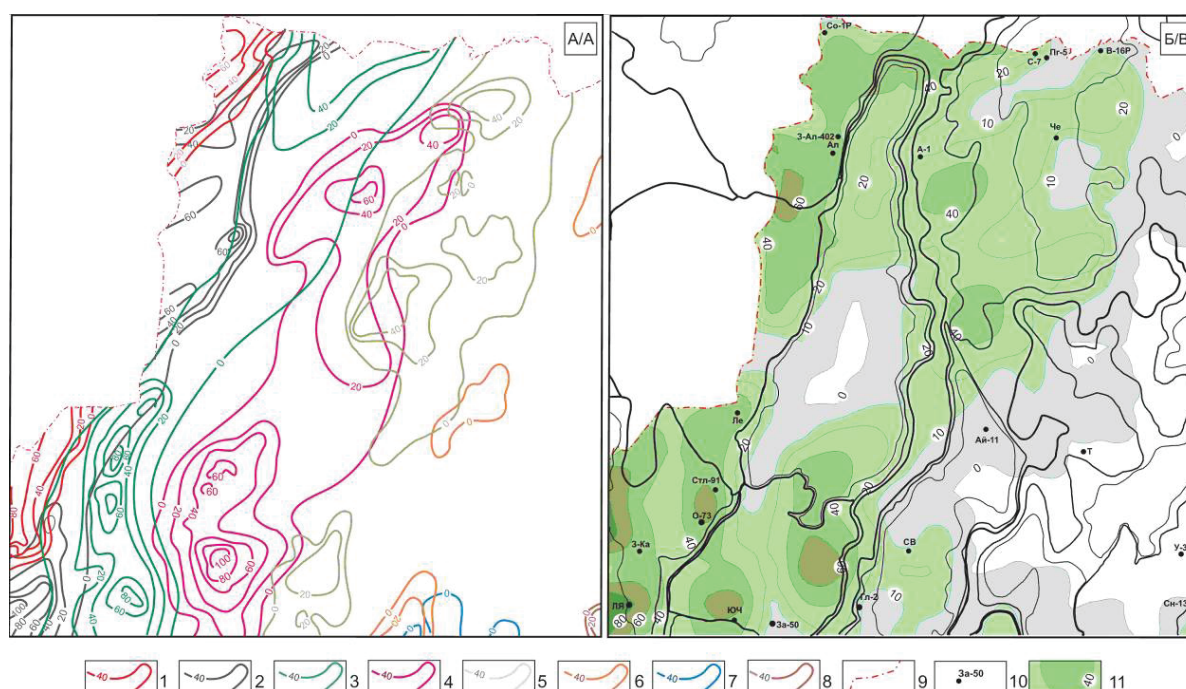


Рис. 2. Схематические карты изопакит клиноформ по циклитам неокома (А) по данным [12] и суммарных толщин ачимовского резервуара (Б) Колтогорского мезопрогиба. Изопакиты клиноформ циклитов, м: 1 – Первомайский, 2 – Лонтынь-Яхский, 3 – Столбовой, 4 – Вахский, 5 – Назинский, 6 – Нюрольский, 7 – Казанский, 8 – Пудинский; 9 – граница Томской области; 10 – скважины, испытанные в клиноформных отложениях и их условный индекс, 11 – суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 2. Schematic maps of isopachits of Clinoforms by Neocom (A) cyclites according to [12] and summary thicknesses of Achimov reservoir (B) of the Koltogor mezodepression. Contours of cyclites, m: 1 – Pervomaiskoe, 2 – Lontyn-Yakh, 3 – Stolbovoy, 4 – Vakh, 5 – Nazinskoe, 6 – Nyurolka, 7 – Kazanka, 8 – Pudino; 9 is the boundary of the Tomsk region; 10 are the wells tested in Clinoform sediments and their conditional index, 11 is the total thickness, m. The remaining symbols are the same as in Fig. 1

щины клиноформных коллекторов восьми циклитов. На основе этой схемы построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара (рис. 2, Б).

Наибольшие толщины ачимовского резервуара (до 80 м) картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода, до 60 м – в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины и Васюганского мезовала, а также в зоне сочленения Ледянской мезоседловины и Нижневартовского свода. Клиноформные отложения (до 40 м) распространены в северной части мезопргиба, западной части Трайгородского мезовала. Отсутствие ачимовского резервуара обозначается «окном» в центральной части Колтогорского мезопргиба и на большей части площадей востока территории исследований.

Ниже приведен фрагмент сформированной базы данных (табл. 2), включающей результаты испытаний глубоких скважин, вскрывших отложения тарской свиты Колтогорского мезопргиба и структур обрамления, и их сопоставление с результатами последующего прогнозного районирования ачимовского резервуара. Эта база включает 58 скважин, 66 интервалов испытаний.

Аналогично, на основе работ [10, 12], было обобщено развитие нижнемеловых мелководно-

шельфовых отложений неокома для Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления (рис. 3). На рис. 3, А показана схема расположения и толщины шельфовых коллекторов шести циклитов. На основе этой схемы построена карта суммарных толщин шельфового резервуара неокома (рис. 3, Б).

Наиболее мощные пласты шельфового резервуара (до 80 м) картируются в пределах западной части Трайгородского мезовала и в зоне сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопргиба. Мелководно-шельфовые отложения распространены по всей территории исследований и выклиниваются к западной границе Томской области – Нижневартовскому своду и Ледянской мезоседловине.

Ниже приведен фрагмент сформированной базы данных (табл. 3), включающей результаты испытаний глубоких скважин, вскрывших отложения куломзинской свиты Колтогорского мезопргиба и структур обрамления, и их сопоставление с результатами последующего прогнозного районирования шельфового резервуара. Эта база включает 37 скважин, 37 интервалов испытаний.

Таблица 2. Результаты* испытаний пластов-коллекторов тарской свиты и их сопоставление с последующим прогнозированием ачимовского резервуара (фрагмент базы данных)

Table 2. Results* of well tests in Tara formation reservoir and its matching with zoning of Achimov reservoir (fragment of database)

Название месторождения (площади) Field	Условный индекс скважины (рис. 2, Б) Well (Fig. 2, B)	Интервал (глубина) испытания, м Interval (depth) of the well test	Пласты Reservoirs	Приток, м³/сут. Flow, m³/day	Тип флюида Fluid type	Степень перспективности по результатам районирования Value of prospects by zoning	Согласованность районирования с испытаниями** Coherency of zoning with well tests**
Айгольская Aygol'skaya	Ай-11	2068...2076	Б ₁₃	46,6	вода/water	3	+
		2028...2035	Б ₁₂	56,9		3	+
Александровская Aleksandrovskaya	A-1	2167...2170	Б ₁₁	57,6		2	+/-
Западно-Катлыгинская Zapadno-Katylginskaya	3-Ка-14	2441...2470	Б ₁₅	«сухо»/no inflow	–	1	?
	3-Ка-105	2241...2261	Б ₁₁	28,0	вода/water	1	–
Западно-Аленкинское Zapadno-Aleninskoe	3-Ал-402	2159...2174	Б ₁₁	8,6		3	+
		2200...2221	Б ₁₂	6,7		3	+
Заячья/Zayachya	За-50	2564...2624	Б ₁₀	0,5		3	+
Советское/Sovetskoe	Со-1Р	2130...2135	Б ₈	277,0	нефть/oil	2	+
Чебачье/Chebache	Ч-217	1932...1970	–	15		3	–
	Ч-219	1888...1908	Б ₁₂	5,5	вода/water	3	+
Южно-Черемшанское Yuzhno-Cheremshanskoe	ЮЧ-216Р	2545...2552	Б ₁₃	12,5/0,495 тыс.	нефть/газ/oil/gas	1	+
	ЮЧ-226Р	2414...2424 2428...2430	Б ₁₃	33,7	нефть/oil	1	+
	ЮЧ-335Р	2310...2315	Б ₁₁	120,0	вода/пленка нефти water/oil traces	1	–

*Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

** «+» – полная согласованность, «–» – несогласованность, «+/-» – неоднозначность согласованности, «?» – согласованность не определена.

*The data of deep wells testing are studied and linked from the «well file», reserves assessment reports, reports of operational analysis and generalization of geology and geophysical evidence in Tomsk region (materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»).

** «+» – full matching, «–» – non matching, «+/-» – ambiguity of matching, «?» – matching is not defined.

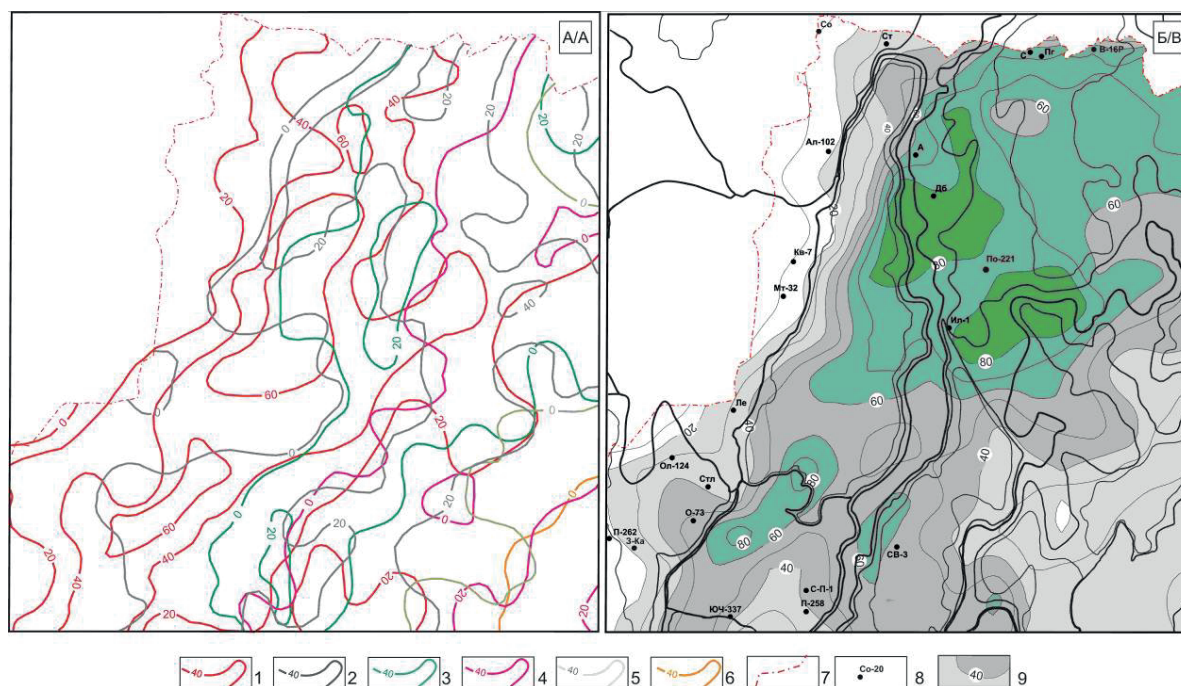


Рис. 3. Схематические карты изопакит мелководно-шельфовой части циклитов (А) и суммарных толщин шельфовых пластов (Б) неокома Колтогорского мезопргиба. Изопакиты циклитов, м: 1 – Первомайский, 2 – Лонтын-Яхский, 3 – Столбовой, 4 – Вахский, 5 – Назинский, 6 – Нюрольский, 7 – граница Томской области, 8 – скважины, испытанные в шельфовых отложениях, и их условный индекс, 9 – суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 3. Schematic maps of isopachits of Shelf part of (A) cyclites according to [12] and summary thicknesses of Shelf reservoir (B) of the Koltogor mezodepression. Contours of cyclites, m: 1 – Pervomayskoe, 2 – Lontyn-Yakh, 3 – Stolbovoy, 4 – Vakh, 5 – Nazinskoe, 6 – Nyurovka; 7 – boundary of the Tomsk region; 8 – wells tested in Clinoform sediments and their conditional index, 9 – total thickness, m. The rest symbols are the same as in Fig. 1

Картирование теплового потока

Для восстановления тектонической и термической истории нефтематеринских баженовских отложений применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [7, 13].

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбраны по следующим критериям, выполняемым, как правило, одновременно: 1) наличие замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличие определений геотемператур по отражательной способности витринита (ОСВ), используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования. Скважины расположены как в депрессионных зонах, так и в пределах положительных структур (рис. 1, А).

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом, по распределению температур,

«наблюденных» в разрезе скважины, рассчитывается тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе, с известным значением теплового потока, решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры в материнской свите на заданные моменты геологического времени.

Опыт диагностики уровня катагенеза органического вещества и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [9], что погрешность измерения ОСВ в иммерсии (R_{vi}^0 в интервале 0,5–0,8 %) составляет около 0,01 %. Это, в последующем, обуславливает переход от R_{vi}^0 к геотемпературам (в интервале 80–120 °С) с ошибкой порядка 2 °С. В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра».

Опыт использования для палеотемпературного моделирования в качестве «наблюденных» измерений пластовых температур и палеотемператур, определенных по ОСВ, свидетельствует [7], что уровень «белого шума», как в измерениях пластовых температур, так и в определениях по ОСВ, одного уровня и составляет порядка ± 2 °С.

Ниже приведен фрагмент сформированной базы данных (табл. 4), включающей пластовые тем-

Таблица 3. Результаты* испытаний пластов-коллекторов куломзинской свиты и их сопоставление с последующим прогнозным районированием шельфового резервуара (фрагмент базы данных)

Table 3. Results* of well tests in kulomzin formation reservoir and its matching with zoning of Shelf reservoir (fragment of database)

Название месторождения (площади) Field	Условный индекс скважины (рис. 3, Б) Well (Fig. 3, B)	Интервал (глубина) испытания, м Interval (depth) of well test, m	Пласты Reservoirs	Приток, м³/сут. Flow, m³/day	Тип флюида Fluid type	Степень перспективности по результатам районирования Value of prospects by zoning	Согласованность районирования с испытаниями** Coherency of zoning with well tests**
Аленкинское/Alenkinskoe	Ал-102	2462...2472	Б ₁₆₋₂₀	3,1	вода/water	3	+
Александровская Aleksandrovskaya	A-1	2352...2360	ачим.	0,1/0,3	нефть/вода/oil/water	1	+/-
	A-2	2478...2487	ачим.	0,6	вода/пленка нефти water/oil marks	1	–
	A-3	2422...2433	ачим.	0,1	вода/water	1	–
Вахское/Vakhskoe	В-16Р	2064...2073	ачим.	1,1	нефть/oil	1	+
Даненбергское Danenbergovskoe	ДБ-5	2364...2372	Б ₁₆₋₂₀	«сухо»/no inflow	–	1	?
	ДБ-6	2358...2361		1,6	нефть/oil	1	+
Западно-Катыльгинское Zapadno-Katylginskoe	З-Ка-18Р	2527...2555		«сухо»/no inflow	–	3	?
Ильякская/Ilyakskaya	Ил-1	2322...2332		3,8	вода/water	2	+/-
Квартовая/Kvartovaya	Кв-3	2478...2484		«сухо»/no inflow	–	3	?
Ледовое/Ledovoe	Ле-2	2487...2590		«сухо»/no inflow	–	3	?
	Ле-3	2525...2536	Б ₁₆	15,8	вода/water	3	+
Матюшкинское Matyushkinskoe	Мт-32	2470...2480	Б ₁₆₋₂₀	34,9		3	+
Озерное/Ozernoe	О-73	2443...2524		«сухо»/no inflow	–	2	?
Олень/Olene	Ол-124	2485...2493		«сухо»/no inflow	–	1	?

*, ** – аналогично табл. 2.

*, ** – the same as in Table 2.

ператутры, геотемпературы по ОСВ по результатам бурения и испытаний глубоких скважин Колтогорского мезопргиба и структур обрамления, а также расчетные значения плотности глубинного теплового потока и «невязки» моделирования. Эта база включает 48 скважин, 54 определения пластовых температур и 51 определение геотемпературы по ОСВ.

На первом этапе решена обратная задача геотермии для разреза каждой из 48-ми скважин (по пластовым температурам и палеотемпературам, определенным по ОСВ) – рассчитан тепловой поток из основания осадочного разреза.

Сопоставление измеренных («наблюденных») геотемператур в скважинах и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического время) показало (табл. 4), что в целом выполняется один из основных геофизических критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [14–16]. «Невязки» решений обратных задач для каждой скважины (табл. 4, RMSE) – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – составили порядка $\pm 2^\circ\text{C}$. Такие «невязки» оптимальны, т. к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка $\pm 2^\circ\text{C}$.

Из 48-ми скважин территории исследований для 6-ти скважин получены «невязки», суще-

ственно превышающие оптимальные. Это скважины Кондаковская 33 (Ко-33), Конторовичская 1 (Кт-1), Приколтогорская 1 (Пк-1), Проточная 2 (Пр-2), Трайгородская 3 (Тг-3), Чкаловская 2 (Чк-2). Названные скважины расположены в основном по линии Трайгородского мезовала (рис. 1, А). Нельзя объяснить полученные «невязки», а именно *превышение* расчетных геотемператур над температурами по ОСВ и *занижение* расчетных геотемператур по отношению к пластовым, *причиной неучета* в моделях трехмерности геологической среды [17], значительных денудаций разреза в прошлом [18] или конвективной составляющей теплового потока в зонах деструкции [19]. Все названные причины могут приводит только к «невязкам» противоположного знака для температур ОСВ и пластовых температур. Поэтому этот вопрос требует дальнейшей проработки.

На основании полученных значений теплового потока по каждой скважине построена схематическая карта *распределения плотности теплового потока* для территории исследований (рис. 1, Б). Повышенные значения теплового потока тяготеют к структурам восточного обрамления Колтогорского мезопргиба. Максимальные значения (более 60 мВт/м^2) локально приурочены к Александровскому своду на северо-востоке и северному склону Парабельского мегавыступа на юго-востоке.

Таблица 4. Пластовые температуры и палеотемпературы по ОСВ (R_{vt}^0), расчетный тепловой поток и «невязки» моделирования (фрагмент базы данных)

Table 4. Reservoir temperature and temperature by vitrinite reflectance (R_{vt}^0), calculated heat flow and «error» of modeling (fragment of database)

Условный индекс скважины (рис. 1, А) Well index (Fig. 1, A)	Пластовые температуры* Reservoir temperature*		Температуры по ОСВ** Temperature by VR**			Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ² Calculated heat flow, mW/m ²	RMSE, °C***
	Глубина замера, м Measured depth, m	Значение Value, °C	Глубина, м Depth, m	R_{vt}^{**} , %	Палео-температура, °C Paleotemperature, °C		
А-10	1250	62	1406	0,50	80	62	3
			2320	0,73	111		
			2382	0,76	115		
			2460	0,76	115		
Ал-103	–	–	2700	0,67	103	47	0
В-82	2565	102	–	–	–	59	0
Г-352	2542	98	2808	0,80	120	55	2
Гл-1	2569	100	2539	0,76	115	56	1
			2613	0,76	115		
Го-91	1917	75	–	–	–	55	1
	1956	76					
	2215	86					
	2247	85					
Гр-212	2721	104	2820	0,76	115	54	3
Д-1	2582	94	–	–	–	53	0
	2587	94					
Дб-4	2446	100	–	–	–	59	1
	2699	107					
За-50	–	–	2835	0,75	114	51	3
			2840	0,80	120		
Ка-91	2456	92	2619	0,80	120	57	3
			2639	0,80	120		
Кв-7	–	–	2670	0,67	103	47	0
К-Е-1	–	–	2680	0,62	94	43	0
Ко-33	2143	101	2164	0,58	91	61	13
Кт-1	2275	95	2395	0,67	103	57	6

* – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); ** – Отражательная способность витринита (ОСВ) – R_{vt}^0 – определена в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск); *** – RMSE – среднеквадратическая разность («невязка») измеренных и расчетных геотемператур.

* – the data of deep wells testing are studied and linked from the «well file», reserves assessment reports, reports of operational analysis and generalization of geology and geophysical evidence in Tomsk region (materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»); ** – VR is determined in the Laboratory of oil and gas geochemistry at the Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RAS (Novosibirsk); *** – RMSE – Root-Mean-Square error.

Картирование очагов генерации баженовских нефтей

На втором этапе решением прямых задач геотермии рассчитаны геотемпературы на ключевые моменты геологической истории формирования

разреза. На эти ключевые времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты **распределения геотемператур отложений баженовской свиты и очагов генерации баженовских нефтей** (рис. 4, А–М). По геотемпературному критерию [20] выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Учитывая, что кероген баженовской свиты сапропелевого (аквагенного) типа, пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей – главной зоны нефтеобразования (ГЗН), принята 85 °C.

Первые очаги генерации нефти появляются 92 млн лет назад (рис. 4, А, Б) (конец формирования покурской свиты K_{1-2pk}) в северной части Трайгородского мезовала и небольшой локальный участок в районе Снежного месторождения. В течение следующих трех млн лет очаги получили развитие в пределах Александровского свода и Усть-Тымской мегавпадины (рис. 4, В). Дальнейшее развитие очагов продолжилось и в пределах Черемшанской мезоседловины, начиная с 87 млн лет назад (конец формирования ипатовской свиты K_{2ip}) (рис. 4, Г–З). Максимальный прогрев баженовских отложений (рис. 4, И) произошел 24,0 млн лет назад (конец формирования некрасовской свиты Pg_{3nk}). Начало охлаждения баженовской свиты, вызванное изменением климатических условий в олигоцене [21], продолжается и до настоящего времени. Локальные участки на юге, севере и северо-западе выходят из ГЗН (рис. 4, К–М).

Оценка плотности генерации и аккумуляции баженовских нефтей

Для оценки величины плотности генерации нефтей в каждой из 48-ми скважин для баженовских отложений рассчитан интегральный показатель (R) [22, 23]. Изменение плотности генерации (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Плотность генерации оценивается в условных единицах.

Путем интерполяции значений интегрального показателя R построена схематическая **карта распределения плотности генерации баженовских нефтей** (рис. 5).

Анализируя распределение плотности генерации баженовских нефтей (рис. 5) и распределение толщин ачимовского резервуара (рис. 2, Б), распределение толщин шельфового резервуара (рис. 3, Б), можно отметить определенный **диссонанс**.

Диссонанс заключается в том, что зоне максимальной плотности генерации на структурах юго-восточного обрамления Колтогорского мезопргиба (юго-запад Усть-Тымской мегавпадины, северный склон Парабельского межавыступа) соответствует зона отсутствия ачимовских коллекторов и зона минимальных мощностей шельфовых коллекторов. Аналогичный яркий диссонанс для ачимовского резервуара был выявлен в результате ис-

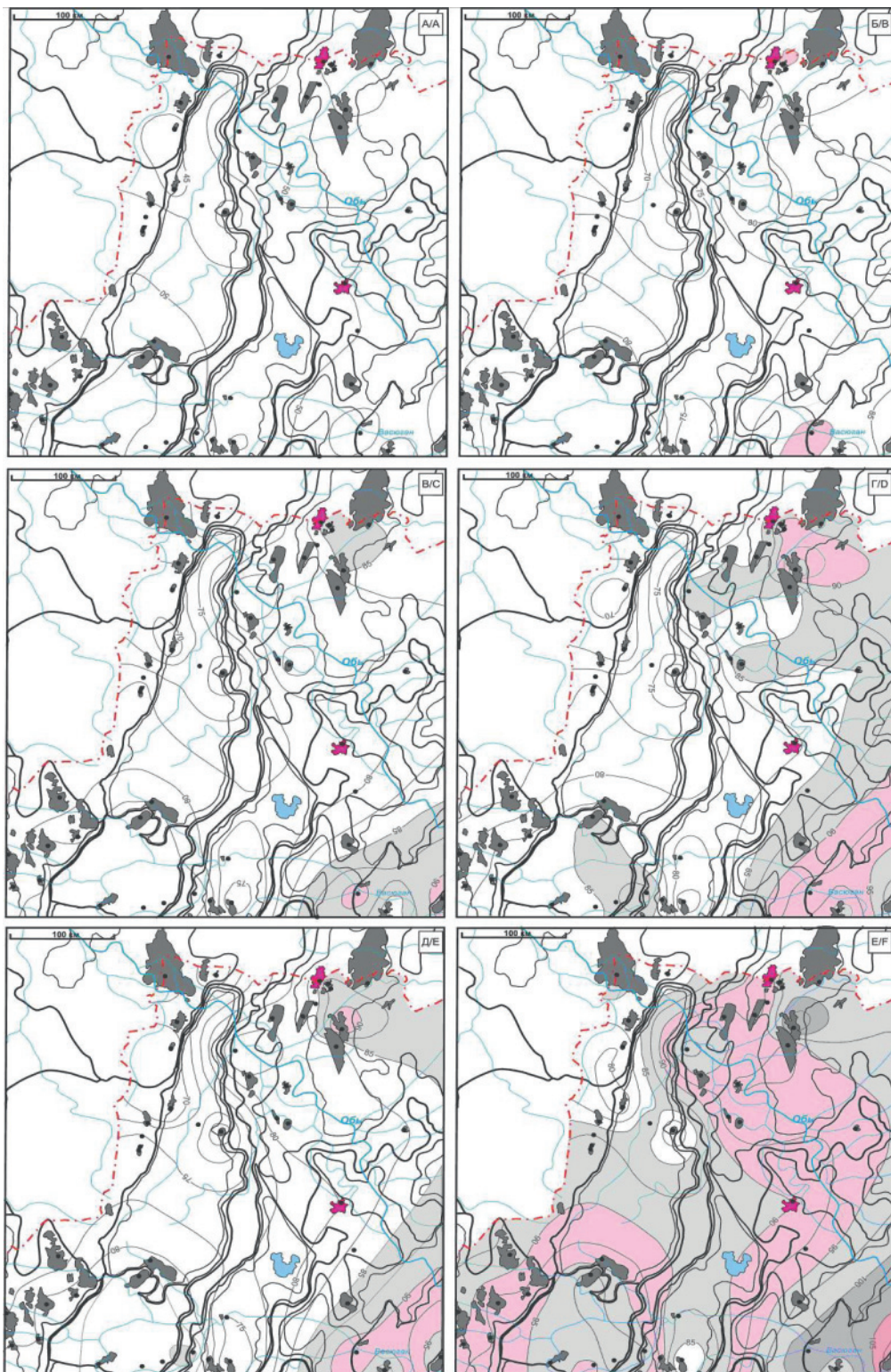


Рис. 4. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей (обозначены заливкой) Колтогорского мезопргиба: 114,1 млн лет назад, конец формирования алымской свиты a_2K_1 (А); 91,6 млн лет назад, конец формирования покурской свиты $K_{1-2}pk$ (Б); 89,5 млн лет назад, конец формирования кузнецовской свиты K_2kz (В); 86,5 млн лет назад, конец формирования ипатовской свиты K_2ip (Г); 73,2 млн лет назад, конец формирования славгородской свиты K_2sl (Д); 61,7 млн лет назад, конец формирования ганькинской свиты Pg_1-K_2gn (Е); 54,8 млн лет назад, конец формирования талицкой свиты Pg_1tl (Ж); 41,7 млн лет назад, конец формирования люлинворской свиты Pg_2ll (З); 24,0 млн лет назад, конец формирования некрасовской свиты Pg_3nk (И); 4,7 млн лет назад, конец формирования миоценовых отложений N_1 (К), 1,6 млн лет назад, конец формирования плиоценовых отложений N_1 (Л), современный разрез (М). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

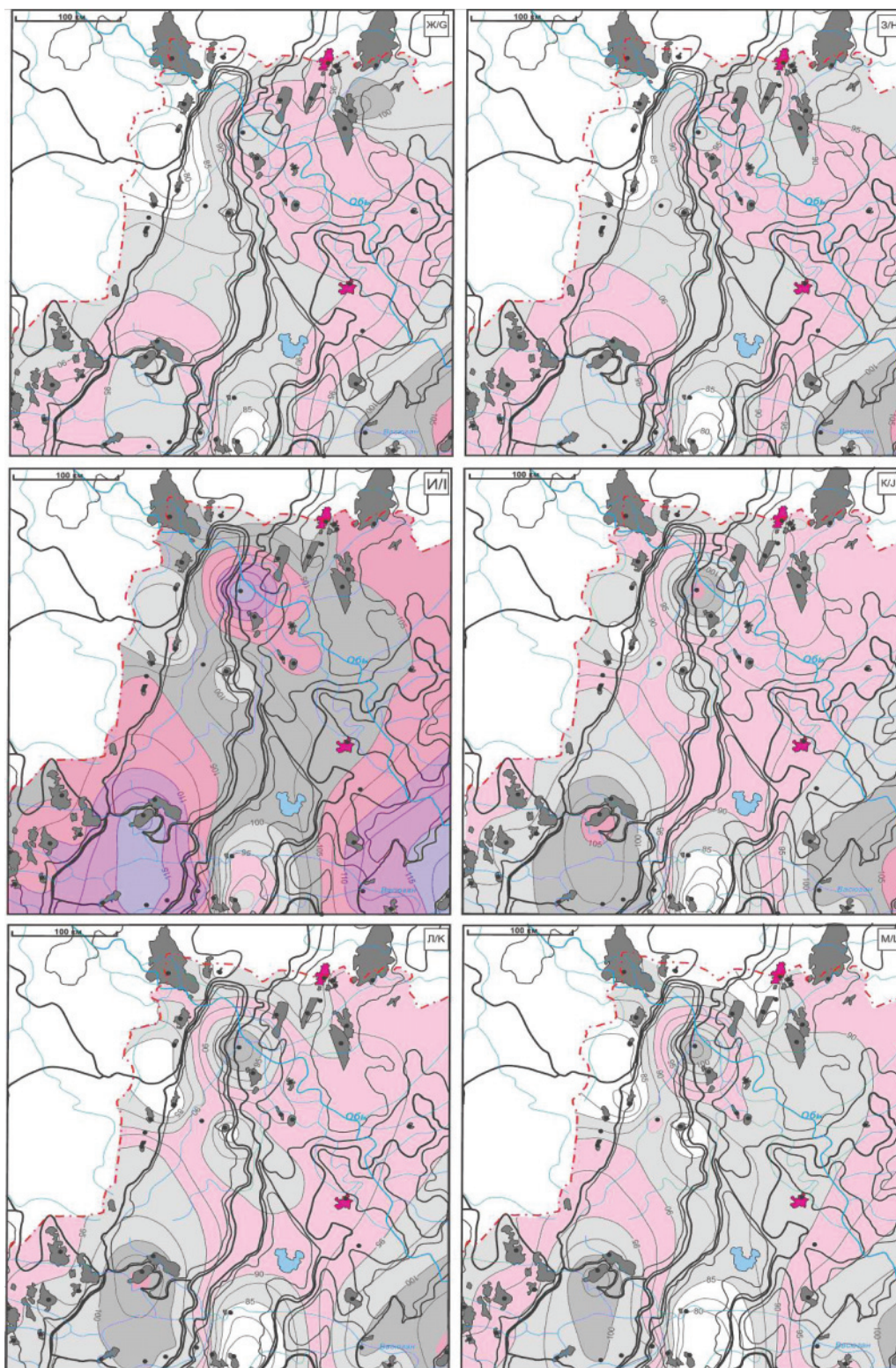


Fig. 4. Schematic maps of distribution of geothermal temperatures (the value of isolines in °C) and locations of the generation centers of Bazhenov oil (indicated by a fill) of the Koltogor mezodepression: 114,1 million years ago, the end of formation of the Aym a_2K_1 (A); 91,6 million years ago, the end of formation of the Pokur K_1-pk (B); 89,5 million years ago, the end of formation of Kuznetsov K_2kz (B); 86,5 million years ago, the end of formation of the Ipatov K_2ip (D); 73,2 million years ago, the end of formation of the Slavgorod K_2sl (D); 61,7 million years ago, the end of formation of the Gankin $Pg-K_2gn$ (E); 54,8 million years ago, the end of formation of the Talitsky Pg_{tl} (G); 41,7 million years ago, the end of formation of the Lyulinvor Pg_{ll} (3); 24,0 million years ago, the end of formation of the Nekrasov Pg_{nk} (I), 4,7 million years ago, the end of formation of Miocene N_1 (K); 1,6 million years ago, the end of formation of Pliocene N_1 (L), modern section (M). The rest symbols are the same as in Fig. 1

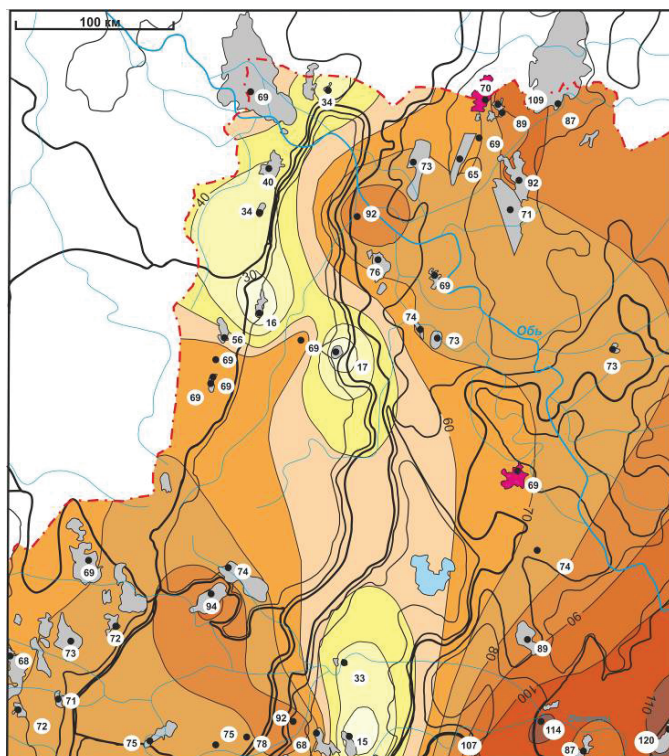


Рис. 5. Схематическая карта распределения плотности генерации баженовских нефтей Колтогорского мезопргиба. Значение изолиний – в условных единицах. Для каждой скважины указано расчетное значение плотности генерации нефтей (усл. ед.). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 5. Schematic map of distribution of Bazhenov oil generation density in the Koltogor mezodepression. The value of isolines is in conventional units. For each well, the calculated value of the oil generation density is indicated (conv. units). The rest symbols are the same as in Fig. 1

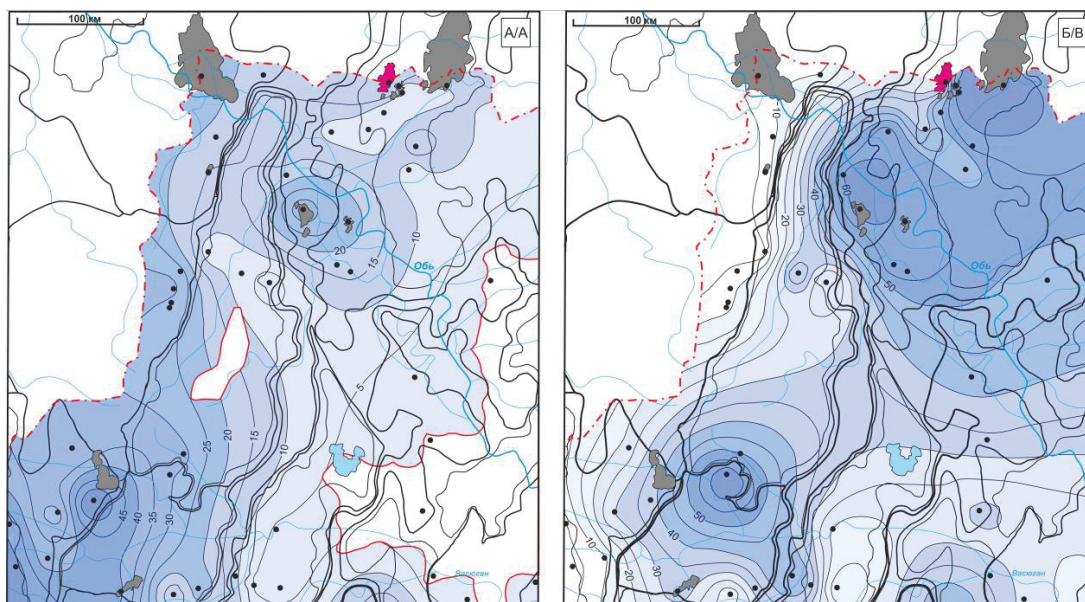


Рис. 6. Схематические карты распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей в клиноформных отложениях (А), в мелководно-шельфовых отложениях (Б) неокома Колтогорского мезопргиба. Значение изолиний – в условных единицах. Приведены месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. На рис. А сплошной красной линией ограничены зоны отсутствия клиноформных отложений. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 6. Schematic maps of accumulation density distribution of Bazhenov oils in the Neocomian Clinoform sediments (A), in Shelf sediments (B) of the Koltogors mezodepression. The value of isolines is in conventional units. Fields with HC in Neocomian reservoirs are given. In Fig. A the zones of absence of Clinoform deposits are contoured with red line. The rest symbols are the same as in Fig. 1

следований территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления [23, 24].

Учитывая суммарные толщины отложений ачимовских и мелководно-шельфовых отложений неокома (рис. 2, Б и рис. 3, Б) построены **карты распределения плотности аккумуляции баженовских нефтей ачимовского и шельфового резервуаров** (рис. 6).

Карты построены путем «перемножения» карт распределения суммарных толщин резервуаров и карты распределения плотности генерации баженовских нефтей. Здесь, наряду с распределением объемов генерированных нефтей, учитывается распределение аккумулирующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Распределения мощностей резервуаров и распределение плотности генерации учитываются с одинаковым весом коэффициентом.

Районирование ачимовского и шельфового резервуаров по плотности аккумуляции баженовских нефтей

Для районирования ачимовского резервуара принята следующая градация плотности аккумуляции баженовских нефтей: более 30 у.е. – высоко-

коперспективные районы, от 20 до 30 у.е. – районы средней перспективности, менее 20 у.е. – мало-перспективные районы.

По результатам **районирования ачимовского резервуара** (рис. 7, А) наиболее перспективными являются земли северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, а также с Колтогорским мезопргибом. Это подтверждается наличием залежей УВ в меловом НПК на уже открытых месторождениях – Столбовом и Южно-Черемшанском. Перспективной для исследований является и зона сочленения Трайгородского мезовала с Колтогорским мезопргибом, в пределах которой открыты залежи УВ в неокоме на Даненберговском и Конторовичском месторождениях.

Для районирования шельфового резервуара принята следующая градация плотности аккумуляции баженовских нефтей: более 50 у.е. – высокоперспективные районы, от 30 до 50 у.е. – районы средней перспективности, менее 30 у.е. – мало-перспективные районы. По результатам **районирования шельфового резервуара** наиболее перспективными зонами являются: зона сочленения Черемшанской мезоседловины и Колтогорского

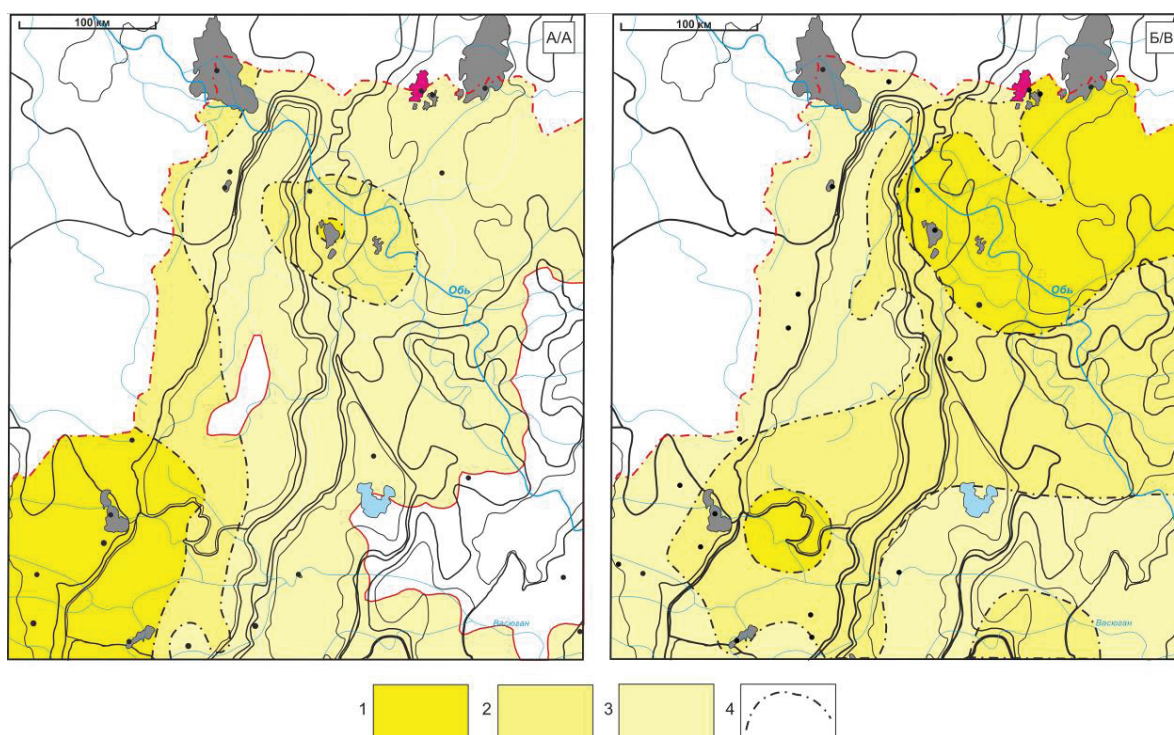


Рис. 7. Схема районирования ачимовского (А) и шельфового (Б) резервуаров неокома Колтогорского мезопргиба по плотности аккумуляции баженовских нефтей: 1 – высокоперспективные районы; 2 – районы средней перспективности; 3 – малоперспективные районы; 4 – границы районов. Приведены месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Показаны скважины, испытанные в отложениях неокома (рис. А, в ачимовских отложениях, и рис. Б, в шельфовых отложениях). На рис. А сплошной красной линией ограничены зоны отсутствия клиноформных отложений. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 7. Scheme of zoning of the Achimov (A) and Shelf (B) Neocomian reservoirs of the Koltogor mezodepression according to the accumulation density of Bazhenov oils: 1 are the high-prospective; 2 are the middle-prospective; 3 are the low-prospective areas; 4 are the boundaries of zones. Fields with HC in neocomian reservoirs are given. The wells tested in Neocomian are shown (Fig. A, in Achimov sediments, and Fig. B, in Shelf sediments). In Fig. A the zones of absence of Clinoform deposits are contoured with red line. The rest symbols are the same as in Fig. 1

мезопрогиба (район Грушевого и Ломового месторождений, неподалеку от Столбового месторождения), а также Трайгородский мезовал, в пределах которого залежи УВ в неокме открыты на Даненбергском, Приграничном, Северном и Вахском месторождениях.

Достоверность прогнозного районирования

Выше было показано, что в основном выполняется критерий оптимальности построенных палеотемпературных моделей, определивших плотность генерации баженовских нефтей, – критерий «невязки». «Невязки» решений обратных задач геотермии для каждой скважины составили порядка $\pm 2^\circ\text{C}$. Такие «невязки» оптимальны, т. к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность («белый шум») порядка $\pm 2^\circ\text{C}$.

Прямые признаки нефтеносности являются важным критерием достоверности прогноза перспективных районов поисков [25, 26]. Поэтому было выполнено сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных районов клиноформных и мелководно-шельфовых отложений. Сопоставление показывает определенную согласованность: порядка 66 % для ачимовского резервуара (табл. 2) и около 62 % по шельфовым отложениям неокма (табл. 3). Согласованность невысокая вероятно за счет большого количества «промахов» при вскрытии пластов-коллекторов, результатов испытаний «сухо» [27, 28].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокмских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГТИМС, 2003. – 141 с.
2. Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев В.В. Модель формирования неокмского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 65–72.
3. Захрямина М.О. Принципиальная модель строения ачимовской толщи Сургутского и Нижневартовского сводов и ее взаимоотношение с шельфовыми пластами неокма // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 58–63.
4. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
5. Стоцкий В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопрогиб и структуры его обрамления) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 18–28.
6. Stotskiy V., Isaev V., Fomin M. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures) // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017/meta> (дата обращения: 09.12.2017).
7. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегаплатины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев,

Заключение

Выполненное картирование толщин резервуаров неокма, компьютерные палеотектонические и палеотемпературные реконструкции осадочного чехла, включая нефтематеринские баженовские отложения, картирование по геотемпературному критерию очагов интенсивной генерации баженовских нефтей, оценка распределения плотности генерированных нефтей, оценка и анализ распределения плотности аккумулярованных нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах позволили выполнить районирование резервуаров неокма Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления.

Определены перспективные районы для проведения поисковых работ в нижнемеловых отложениях. Это, в первую очередь, земли северо-восточной части Каймысовского свода и его сочленения с Черемшанской и Ледянской мезоседловинами, с Колтогорским мезопрогибом, а также земли Трайгородского мезовала.

Проведенные исследования являются конкретным вкладом в расшифровку перспектив неокма Западной Сибири [29, 30] и демонстрируют комплексирование данных геотермии для решения нефтепоисковых задач. Еще раз аргументировано применение геотермии, как формирующегося метода разведочной геофизики [31–35].

Авторы благодарят профессора А.Н. Фомина за предоставление данных ОСВ, профессора В.И. Исаева за консультацию и обсуждение результатов.

- В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
8. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression / G. Lobova, E. Osipova, V. Isaev, D. Terre // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 24. URL: http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (дата обращения: 09.12.2017).
9. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
10. Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
11. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
12. Нижнемеловые отложения Томской области (геологическое районирование) / Н.А. Брылина, Л.И. Камынина, В.А. Москаленко, Т.Н. Шатилова // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. 1. – Томск: ГалаПресс, 2000. – С. 231–233.
13. Isaev V.I., Volkova N.A., Nim T.V. Solution of direct inverse sedimentation heat-flow problems // Geology of the Pacific Ocean. – 1996. – V. 12. – № 3. – P. 523–536.
14. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.

15. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 2. – P. 92–106.
16. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 27. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf> (дата обращения: 09.12.2017).
17. Pyatakov Yu.V., Isaev V.I., Starostenko V.I. 3-D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskeya Depression, Sakhalin Island // Russian Journal of Pacific Geology. – 2016. – V. 10. – № 6. – P. 408–416.
18. Тектоно-седиментационная интерпретация данных геотермии при выявлении и оценке позднеэоценовой эрозии на арктических месторождениях углеводородов (п-ва Ямал) / В.И. Исаев, В.И. Старостенко, Г.А. Лобова, А.Н. Фомин, А.К. Исагалиева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 19–31.
19. Isaev V.I., Volkova N.A. The Use of Quadratic Programming for the Solution of an Inverse Heat Flow Problem // Geology of the Pacific Ocean. – 1995. – V. 12. – P. 155–168.
20. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
21. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
22. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской megавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
23. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской megавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
24. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокма по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской megавпадины) / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.К. Мазуров, А.Н. Фомин, В.И. Старостенко // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.
25. Историко-геологическое моделирование процессов нефтьдогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.
26. Razvozhaeva E. P., Lapkovskii V.V., Prokhorova P.N. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia) // Russian Journal of Pacific Geology. – 2017. – V. 11. – № 3. – P. 205–222.
27. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
28. Logging Characteristics and Identification Methods of Low Resistivity Oil Layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation, Daqingzijing Area, Songliao Basin, China / C. Feng, M. Gingras, M. Sun, M. Wang // Geofluids. – 2017. – 13 p. URL: <https://doi.org/10.1155/2017/2915646> (дата обращения: 25.07.2017).
29. Ulminshek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. – U.S. Geological Survey, Reston Virginia, 2003. – 53 p.
30. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл). Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.
31. Веселов О.В., Грецкая Е.В., Ильев А.Я. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря. – М.: Наука, 2006. – 130 с.
32. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin Shelf // Oceanology. – 2011. – V. 51. – № 3. – P. 491–501.
33. Геотермия арктических морей / М.Д. Хуторской, В.Р. Ахмедзянов, А.В. Ермаков, Ю.Г. Леонов, Л.В. Подгорных, Б.Г. Поляк, Е.А. Сухих, Л.А. Цыбуля. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.
34. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: an Example from the Russian Arctic / S. Nelskamp, T. Donders, J.-D. van Wess, O. Abbink // ROGTEC. – 2014. – № 18. – P. 26–35.
35. Разработка эффективной методики оценки ресурсов углеводородов с применением сравнительно-исторического метода и геотермии как нового метода разведочной геофизики / А.А. Искоркина, И.В. Брылина, А.А. Корниенко, В.И. Исаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 7. – С. 60–69.

Поступила 22.08.2017 г.

Информация об авторах

Стоцкий В.В., аспирант, ассистент кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Осипова Е.Н., кандидат геолого-минералогических наук, ассистент кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаева О.С., руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу».

UDC 553.98

ZONING OF NEOCOMIAN RESERVOIRS OF THE KOLTOGOR MEZODEPRESSION AND ITS FRAMING STRUCTURES BY GENERATION AND ACCUMULATION DENSITY OF BAZHENOV OIL

Vitaliy V. Stotskiy¹,

Stotskiy_VV@sibmail.com

Elizaveta N. Osipova¹,

OsipovaEN@list.ru

Olga S. Isaeva²,

isaeva_sah@mail.ru

¹ Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Tomsk branch of Federal State Institution «Territorial geological fund across Siberian Federal District»,
9, Mokrushin street, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to reproduce and expand the resource foundation of oilfields in Tomsk region.

The aim of the research is to identify the priority zones for exploration and development of Neocomian oil-gas complex in the territory of Koltogor mezodepression and its framing structure.

The targets of the research are oil source Bazhenov formation, Achimov and Shelf neocomian reservoir.

Research methods: geomapping of reservoirs thickness; computer paleotectonic and paleotemperature reconstruction of the sedimentary cover in sections of deep wells including the deposits of source rocks; mapping of intensive generation centers of Bazhenov oil by geotemperature criteria; integral estimation of density distribution of generated oil; complex estimation and analysis of density distribution of accumulated oil in Achimov and Shelf Neocomian reservoirs.

Research results. The paper introduces the volume-area characteristic of the Achimov and Shelf neocomian reservoirs. The authors have generated the maps of summary thicknesses of eight cyclites of Achimov and six cyclites of Shelf sediments. The thermal history of the Bazhenov formation in the sections of 48 deep wells was reconstructed for 17 key moments of geological time. The centers of Bazhenov oil generation were identified. The authors formed the map of generated oil density distribution, the maps of accumulated oil density distribution and performed zoning of the Achimov and Shelf reservoirs. The northeastern part of the Kaimysov arch and its articulation with the Cheremshanka and Ledyansk mesossaddles, with the Koltogor mezodepression and territory of articulation of the Traygorod mezowell with the Koltogor mezodepression were determined as the prospective zones for exploration of the Achimov reservoir. The territory of articulation of the Cheremshanka mesossaddle and the Koltogor mezodepression, territory of the Traygorod mezowell were determined as prospective zones for exploration of the Shelf reservoir.

Conclusions. The comparison of direct sign of oil and forecasted zones of high prospects of Clinoform and Shelf sediments showed the certain coherence – 66 % for the Achimov reservoir and 62 % for the Shelf reservoir. The zoning of the reservoirs determined the priority areas for exploration in the Lower Cretaceous sediments – the northeastern part of the Kaimysov arch and its articulation with the Cheremshanka and Ledyansk mesossaddles, with the Koltogor mezodepression and territory of the Traygorod mezowell. Integration of geothermy data was argumentedly demonstrated for solving oil exploration problems.

Key words:

Neocomian reservoirs, Bazhenov formation, paleotemperature reconstruction, generation and accumulation density of Bazhenov oil, Koltogor mezodepression.

The authors acknowledge professor A.N. Fomin for vitrinite reflectance data and professor V.I. Isaev for consultation and result discussion.

REFERENCES

1. Gurari F.G. *Stroenie i usloviya obrazovaniya kliniform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy)* [The structure and conditions of formation of the clinoforms of the Neocomian deposits of the West Siberian Plate (the history of the formation of representations)]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2003. 141 p.
2. Kontorovich V.A., Lapkovskiy V.V., Lunev B.V. Model of forming Neocomian clinoform complex of West-Siberian oil-and-gas province with regard to isostasy. *Oil and gas geology*, 2014, no. 1, pp. 65–72. In Rus.
3. Zakhryamina M.O. Principal model of Achimov sequence structure of Surgut and Nizhnevartov arches and its relation with Neocomian shelf beds. *Oil and gas geology*, 2014, no. 1, pp. 58–63. In Rus.
4. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the Clinoform structure of the section. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 859–870. In Rus.
5. Stotskiy V.V. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 9, pp. 18–28. In Rus.
6. Stotskiy V., Isaev V., Fomin M. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures). *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017/meta> (accessed 9 December 2017).
7. Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Petroleum potential of the lower cretaceous reservoirs of Nyuro'l'ka

- megadepression. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015. vol. 326, no. 1, pp. 14–33. In Rus.
8. Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nuroolka megadepression. *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24. Available at: http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (accessed 9 December 2017).
9. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyina* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011. 331 p.
10. Danenberg E.E., Belozherov V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost verkhneyursko-nizhnelomovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity (Tomskaya oblast)* [Geological structure and oil and gas content of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous formations of the southeast of the West Siberian Plate (Tomsk region)]. Tomsk, TPU Publ. house, 2006. 291 p.
11. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1832–1845. In Rus.
12. Brylina N.A., Kamynina L.I., Moskalenko V.A., Shatilova T.N. *Nizhnelomovye otlozheniya Tomskoy oblasti (geologicheskoe rayonirovaniye)* [Lower Cretaceous formations of the Tomsk region (geological zoning). *Materialy regionalnoy konferentsii geologov Sibiri, Dalnego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii* [Materials of the regional conference of geologists of Siberia, the Far East and the North-East of Russia]. Tomsk, GalaPress Publ., 2000. Vol. 1, pp. 231–233.
13. Isaev V.I., Volkova N.A., Nim T.V. Solution of direct invers sedimentation heat-flow problems. *Russian Journal of Pacific Geology*, 1996, vol. 12, no. 3, pp. 523–536.
14. Starostenko V.I. *Ustoychivye chislennyye metody v zadachakh gravimetrii* [Stability of numerical methods in gravimetric problems]. Kiev, Naukova Dumka Publ., 1978. 228 p.
15. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 92–106.
16. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 27. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf> (accessed 9 December 2017).
17. Pyatakov Yu.V., Isaev V.I., Starostenko V.I. 3-D Paleotemperature Modeling of the Geothermal Regime of Sedimentary Basins: Example of the Lunskaya Depression, Sakhalin Island. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2016, vol. 10, no. 6, pp. 408–416.
18. Isaev V.I., Starostenko V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Isagalieva A.K. Tectonic-sedimentation interpretation of the geothermics data when identifying and accessing the late Eocene erosion on the arctic hydrocarbon fields (Yamal peninsula). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 19–31. In Rus.
19. Isaev V.I., Volkova N.A. The Use of Quadratic Programming for the Solution of an Inverse Heat Flow Problem. *Russian Journal of Pacific Geology*, 1995, vol. 12, pp. 155–168.
20. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. The model of katagenesis of organic matter (for example, the Bazhenov Formation). *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078. In Rus.
21. Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mesozoic-Cenozoic temperature variations on the Earth's surface and geothermal regime of Jurassic petroleum formations (southern paleoclimatic zone of Western Siberia). *Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80. In Rus.
22. Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Probable oil resource localisations for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes in Ust-Tym megadepression. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil industry*, 2013, no. 2, pp. 36–40. In Rus.
23. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroolka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 12, pp. 1418–1428.
24. Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Fomin A.N., Starostenko V.I. Zoning of the Bazhenov formation and Neocomian clinoforms based on the resource density of source and primary accumulated oil (on the example of the Nyuroolka megadepression). *Geophysical journal*, 2016, vol. 38, no. 3, pp. 29–51. In Rus.
25. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Saifonov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic-cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
26. Razvozhaeva E. P., Lapkovskii V.V., Prokhorova P.N. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia). *Russian Journal of Pacific Geology*, 2017, vol. 11, no. 3, pp. 205–222.
27. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kainozoyskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
28. Feng C., Gingras M., Sun M., Wang M. Logging Characteristics and Identification Methods of Low Resistivity Oil Layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation, Daqingzijing Area, Songliao Basin, China. *Geofluids*, 2017, vol. 17, 13 p. Available at: <https://doi.org/10.1155/2017/2915646> (accessed 9 December 2017).
29. Ulminshch G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G*. U.S. Geological Survey, Reston Virginia, 2003. 53 p.
30. Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (ml). Distribution patterns of oil and gas accumulation in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 781–791. In Rus.
31. Veselov O.V., Gretskeya E.V., Ilev A.Ya. *Tektonicheskoe rayonirovaniye i uglevodorodnyy potentsial Okhotskogo morya* [Tectonic zoning and hydrocarbon potential of the Okhotsk Sea]. Moscow, Nauka Publ., 2006. 130 p.
32. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin Shelf. *Oceanology*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 491–501.
33. Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornyykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Tsybulya L.A. *Geotermiya arkticheskikh morey* [Geothermy of the Arctic seas]. Moscow, GEOS Publ., 2013. 232 p.
34. Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. Influence of Surface Temperatures on Source Rock Maturity: An Example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, 2014, no. 18, pp. 26–35.
35. Iskorkina A.A., Brylina I.V., Kornienko A.A., Isaev V.I. Development of the effective technique for assessing hydrocarbon resources applying the comparative-historical method and geothermal as a new method of exploration geophysics. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 7, pp. 60–69. In Rus.

Received: 22 August 2017.

Information about the authors

Vitaliy V. Stotskiy, postgraduate student, teaching assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Elizaveta N. Osipova, Cand. Sc., teaching assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

Olga S. Isaeva, head of Tomsk branch of Federal State Institution «Territorial geological fund across Siberian Federal District».