

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/15_2017

УДК 550.361:553.98:551.762.3(571.1-12)

Исаев В.И., Лобова Г.А.

Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Томск, Россия, isaevvi@tpu.ru, lobovaga@tpu.ru

Старостенко В.И.

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина, vstar@igph.kiev.ua

Стоцкий В.В.

Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Томск, Россия, stotskiy_vv@sibmail.com

Фомин А.Н.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, fominan@ipgg.sbras.ru

ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНЫХ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ ЮЖНОГО СЕГМЕНТА КОЛТОГОРСКО-УРЕНГОЙСКОГО ПАЛЕОРИФТА

Поиски «сланцевой нефти» остаются актуальной задачей для Западной Сибири, где верхнеюрская баженовская толща имеет широкое распространение. Развитая инфраструктура юго-востока определяет эти земли, как наиболее приоритетные в отношении зонального районирования и выделения первоочередных площадей.

В тектоническом отношении исследования приурочены к Колтогорско-Уренгойскому палеорифту и структурам его обрамления. По геотемпературному критерию выделены очаги генерации и аккумуляции in situ баженовской нефти. Рассчитан интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей, учитывающий время нахождения материнской свиты в главной зоне нефтеобразования и геотемпературы в этой зоне.

Выделены зоны с высокими перспективами для постановки поисковых работ на «сланцевую нефть».

Ключевые слова: *сланцевая нефть, баженовская свита, палеотемпературное моделирование, плотность ресурсов нефти, Колтогорско-Уренгойский палеорифт, Западная Сибирь.*

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа продолжает исследования по зональному районированию баженовских отложений на поиски «сланцевой нефти» в пределах Западно-Сибирской плиты [Исаев и др., 2015, 2016, 2016а, 2016б]. Принято, что ключевым фактором реализации потенциала сланцевой формации является время действия и температурный режим главной фазы нефтеобразования. Основные объемы нефти, генерированной, аккумулярованной in situ, локализируются там, где материнские отложения находятся/находились в катагенетической главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

Вместе с тем, ведутся интенсивные исследования (материалы стажировки В.И. Исаева в ИНГГ СО РАН, 2016) и публикуются данные о текстурно-структурных преобразованиях

пород нефтематеринской свиты в очаге генерации углеводородов (УВ).

Установлено, что в процессе пиролиза керогена формируется вторичное пустотное пространство, которое называют органической пористостью (organic porosity) [Морозов, Беленькая, Жуков, 2016]. Поэтому температурный режим материнских отложений становится ключевым фактором не только объемов генерированной нефти, но и формирования «сланцевого резервуара».

Территория исследований включает южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта (рис. 1А). Магматические и гидротермальные процессы отсутствуют или затухли 160-170 млн. лет назад, что вероятно связано с завершением активизации палеорифта в триасе [Западная Сибирь..., 2000]. Этот сценарий геодинамических условий Западной Сибири согласуется с ранее установленной квазистационарностью глубинного теплового потока начиная с юрского времени [Ермаков, Скоробогатов, 1986; Kurchikov, 2001].

Вместе с тем, не исключено, что в рифтовой зоне в конце мелового периода тепловой поток мог достигать 90-100 мВт/м² [Западная Сибирь..., 2000]. По мнению А.Н. Фомина, зоны, сопряженные с региональными глубинными разломами, ограничивающими мезозойские грабен-рифты, обладают повышенным температурным градиентом [Фомин, 2011]. Другими исследователями предполагается связь катагенетических аномалий с зонами надрифтовых желобов и глубинных разломов Западно-Сибирской плиты [Предтеченская, Фомичев, 2011].

Баженовская свита (J_{3v}) с высоким содержанием Сорг (до 12 %) распространена по всей площади исследований, мощностью до 30 м. Здесь расположен ряд разрабатываемых в настоящее время нефтяных месторождений, среди которых крупное Советское месторождение (скв. Со-20), где добыча УВ началась еще в 60-е гг. прошлого века (рис 1Б). Эти земли *приоритетны* для исследований потому, что отличаются высокой изученностью и хорошо развитой инфраструктурой [Гончаров и др., 2016].

Задачами настоящей работы являются:

- 1) районирование по геотемпературному критерию нефтеносности сланцевых толщ южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта;
- 2) изучение корреляции палеорифта с распределением геотемпературного поля и плотности ресурсов верхнеюрской «сланцевой нефти».

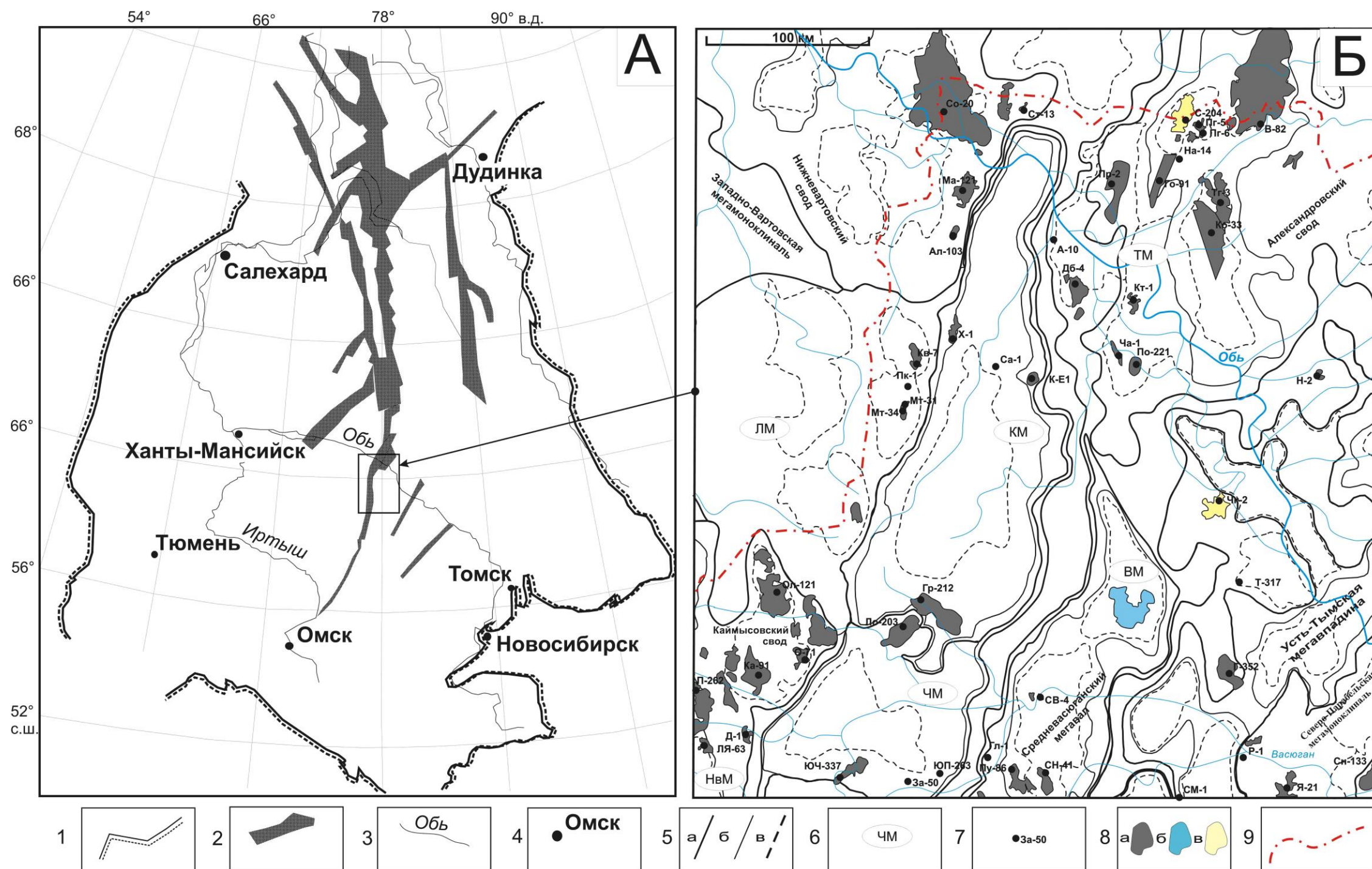


Рис. 1. Положение территории исследования (А) в контуре Западно-Сибирской плиты [Западная Сибирь..., 2000] и нефтегазоносности (Б) Колтогорского мезопргиба на тектонической основе [Kontorovich et al., 2001]
 1 – граница Западно-Сибирской плиты; 2 – грабен-рифты; 3 – речная сеть; 4 – населенные пункты; 5 – контуры тектонических элементов: а) надпорядковые и I-го порядка; б) II-го порядка; в) III-го порядка; 6 – условный индекс структур II порядка; 7 – скважина и ее условный индекс; 8 – месторождение углеводородов: а) нефтяное; б) газоконденсатное; в) нефтегазоконденсатное; 9 – граница Томской области. Структуры II порядка: ВМ – Васюганский мезовал; КМ – Колтогорский мезопргиб; ЛМ – Ледянская мезоседловина; ТМ – Трайгородский мезовал; ЧМ – Черемшанская мезоседловина.

ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для восстановления тектонической и термической истории баженовских отложений применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [Исаев, Старостенко, 2004; Исаев и др., 2016б]. Моделирование выполнено в два этапа.

На первом этапе решена обратная задача геотермии – по температурам, измеренным в разрезах 48-и глубоких представительных скважин, и палеотемпературам, определенным по отражательной способности витринита, рассчитан тепловой поток из фундамента.

Далее построена схематическая карта распределения плотности теплового потока (рис. 2А). Повышенные значения теплового потока тяготеют к структурам восточного обрамления Колтогорского мезопргиба. Максимальные значения (более 60 мВт/м²) локально приурочены к Александровскому своду на северо-востоке и северному склону Парабельского мегавыступа на юго-востоке территории исследования.

На втором этапе решением прямых задач геотермии рассчитаны геотемпературы на ключевые моменты геологической истории формирования разреза (рис. 2Б-Г). Учитывая, что кероген баженовской свиты сапропелевого (аквагенного) типа [Kontorovich at al., 2009], пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей, принята 85°C.

Зарождение очага генерации начинается 91,6 млн. лет назад в юго-восточной части территории исследований, который занимает небольшой локальный участок в районе Снежного месторождения. В кузнецовское время (89,8 млн. лет назад) площадь очага в юго-восточной части несколько увеличивается, и зарождается небольшой очаг на северо-западном склоне Александровского свода (рис 2Б). Максимальный прогрев осадочного чехла наступает 24 млн. лет назад, и весь район исследований попадает в ГЗН (рис. 2В).

В настоящее время происходит снижение геотемператур в связи с изменением климатических условий в олигоцене [Любова, Стоцкий, Исаев, 2014; Исаев, 2015]. Локальные участки на юге, севере и северо-западе выходят из ГЗН (рис. 2Г).

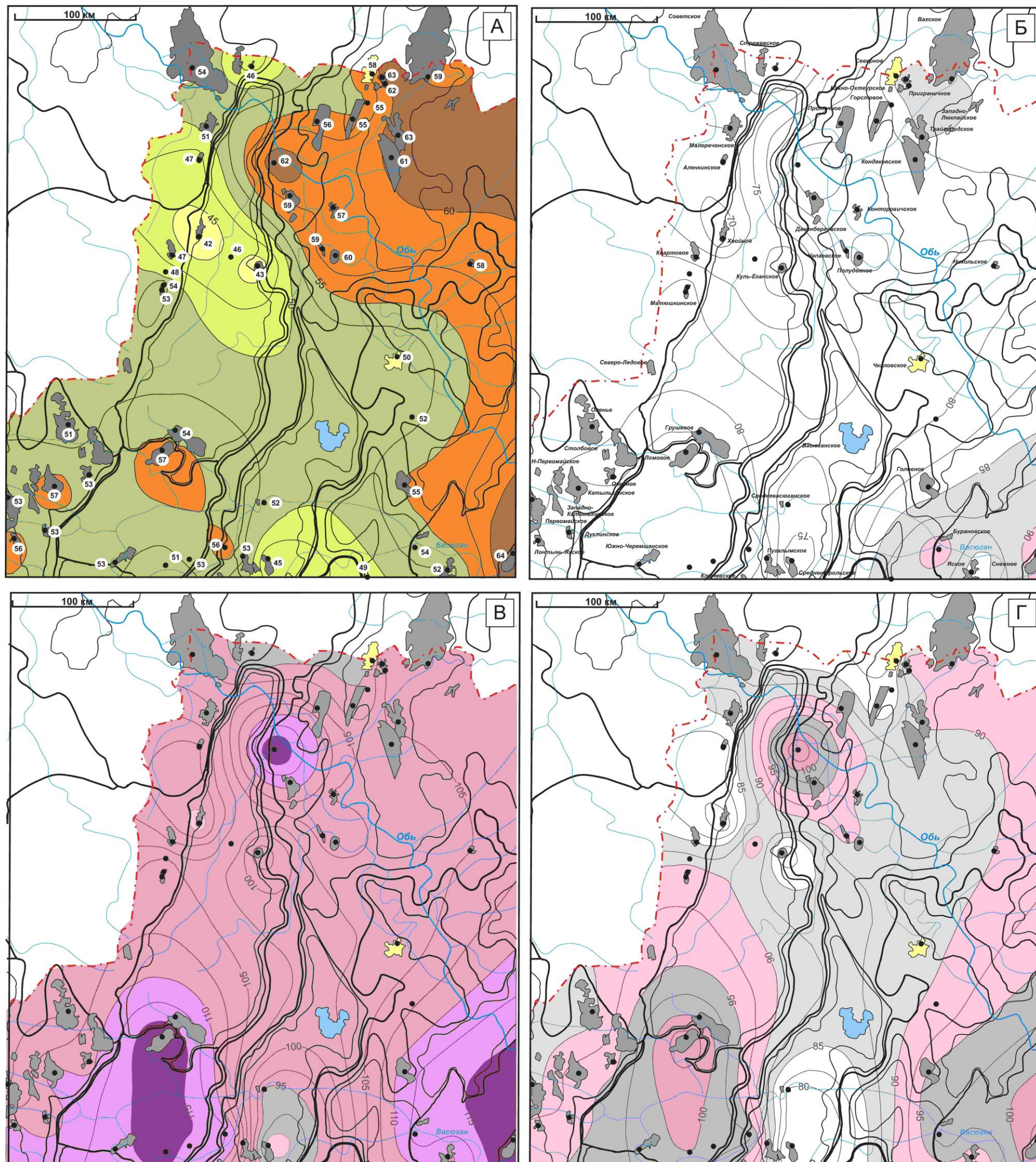


Рис. 2. Схематические карты палеотемпературного моделирования в Колтогорском мезопрогибе и структурах обрамления

A – распределение значений плотности теплового потока (для скважин указано расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²);
Б-Г – распределение геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей (заливка): 89,6 (*Б*), 24,0 (*В*) млн. лет назад, в современном разрезе (*Г*).
 Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ДЛЯ ПОИСКОВ

Для анализа территории по плотности генерированных баженовских нефтей используется расчетный интегральный показатель R [Лобова, Попов, Фомин, 2013; Isaev, Lobova, Osipova, 2014]. Расчетное значение плотности генерированных нефтей на участке скважины напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН. Это позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений и достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Путем интерполяции расчетных значений интегрального показателя R построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (рис. 3).

Важным критерием выбора первоочередных зон поисков является совпадение площадей с прямыми признаками нефтеносности и зон с максимальными расчетными значениями плотности генерированных ресурсов.

На рис. 3 показаны месторождения и площади, при бурении которых из баженовских отложений были получены притоки нефти при испытании или поднят керн с выпотами или запахом нефти [Илларионова, Кокорина, Исаева, 2016].

Наиболее перспективными для поисков «сланцевой нефти» являются земли юго-восточной части территории исследования, где уже открыто месторождение Снежное с залежью нефти в пласте Юо.

Высокая плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей и признаки нефтеносности, полученные при бурении семи скважин в южной части Колтогорского мезопргиба, на северо-восточном склоне Каймысовского свода и Черемшанской мезоседловины, позволяют отнести эти земли к высокоперспективным.

Высокая степень перспективности земель Трайгородского мезовала подтверждается полученными прямыми признаками при бурении скважин.

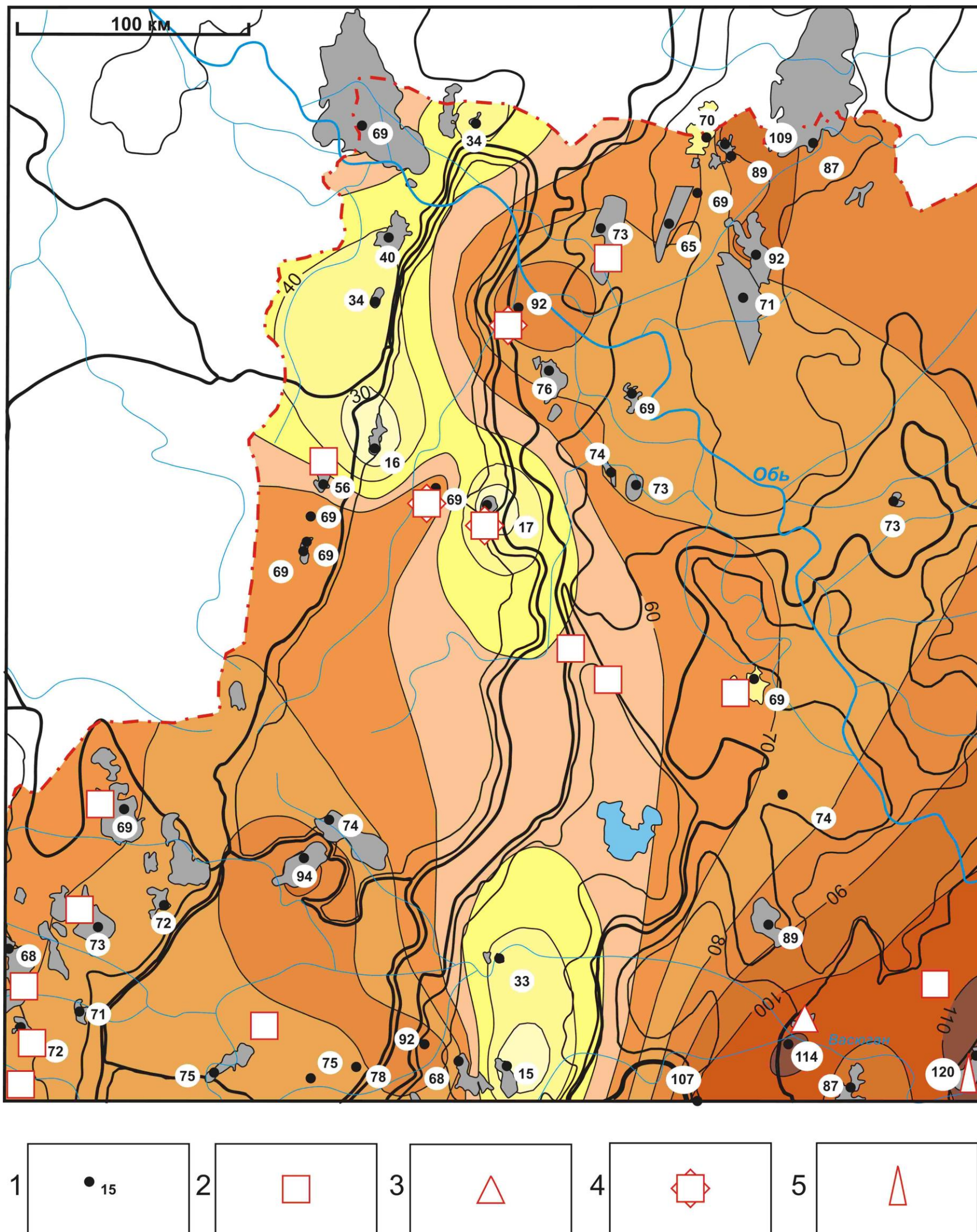


Рис. 3. Схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей Колтогорского мезопргиба и структуры обрамления

1 – скважина и значение плотности ресурсов; площади с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты: 2 – признак по керну; 3 – признак при испытании скважин; 4 – признаки при испытании и по керну; 5 – месторождение Снежное (пласт Ю₀).
 Плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей – в усл. ед. Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

ПАЛЕОРИФТ И ГЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ

Хорошо видно (см. рис. 2А), что в центральной глубокопогруженной части Колтогорской мезовпадины картируется область пониженных значений плотности теплового потока. На сочленении Черемшанской мезоседловины и Колтогорского мезопрогиба отмечается повышенный тепловой поток и выделяются две локальные аномалии, оконтуренные изолиниями 55 мВт/м^2 . Локальная аномалия наблюдается в зоне сочленения северо-восточного борта мезопрогиба и западного склона Трайгородского мезовала. В целом, плотность теплового потока в пределах южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта характеризуется довольно мозаичным распределением с заметным присутствием пониженных значений. В рифтовой зоне нет «следов» возможного аномально высокого теплового потока в конце мелового периода.

Максимальный тепловой поток из основания осадочного чехла наблюдается за пределами палеорифта и локализуется на северном склоне Парабельского мегавыступа. Плотность теплового потока, рассчитанная в скв. Сн-133 на Снежной площади, достигает 64 мВт/м^2 . Повышенными значениями этого параметра отличаются западный склон Александровского и восточный склон Каймысовского сводов.

С распределением геотемператур (см. рис. 2 Б-Г) зона палеорифта однозначно не коррелирует. Начало вступления баженовских отложений в «нефтяное окно» отмечено 86,5 млн. лет назад в восточной части Черемшанской мезоседловины. Однако, в конце мела (73,2 млн. лет назад) происходит охлаждение разреза, и вся территория южного сегмента палеорифта выходит из «нефтяного окна». В ганькинское время (61,7 млн. лет назад), за исключением двух локальных участков в районах скважин К-Е1, Х-1 на Куль-Еганской и Хвойной площадях, нефтематеринская свита входит в ГЗН, максимально прогревается до 95°C в Черемшанской мезоседловине. Вслед за небольшим спадом палеотемператур в талицкое время и уменьшением площади очагов генерации идет нарастание палеотемператур вплоть до начала неогена. Максимальный прогрев этой зоны наступает 24 млн. лет назад. В это время термодинамические условия генерации нефти из баженовской свиты существуют на всей территории палеорифта.

Максимальные температуры достигают 115°C , причем тяготеют к землям, расположенным гипсометрически выше в рельефе фундамента: к Черемшанской мезоседловине на юге и северному борту Колтогорской мезовпадины. В современном разрезе катагенетические условия ГЗН практически в равной мере сохраняются как на землях палеорифта, так и на структурах его обрамления. Зона «остывания» разреза намечается на структурах Среднеvasюганского мезовала на юге территории исследования и протягивается на север-северо-запад, пересекая структуру Колтогорского мезопрогиба по

линии скважин К-Е1 – Са-1 – Х-1, уходя за пределы территории исследования.

По распределению плотности генерированных ресурсов УВ (см. рис. 3) территория палеорифта весьма неоднородна. В южной и северной частях зоны палеорифта выделяются две области, имеющие достаточно высокие перспективы на поиски «сланцевой нефти». Центральная область зоны палеорифта по результатам моделирования обладает более скромными перспективами. Таким образом, очевидного генетического отражения палеорифта в распределении плотности ресурсов верхнеюрской «сланцевой нефти» не установлено.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В пределах южного сегмента Уренгойско-Колтогорского палеорифта по геотемпературному фактору (критерию) выделены наиболее перспективные земли для проведения поисков «сланцевой нефти». Эти земли представлены следующими районами: северо-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали, северо-восточный склон Каймысовского свода, Черемшанская мезоседловина и Трайгородский мезовал. В центральной части Колтогорского мезопрогиба, где закартирована секущая зона минимальных значений плотности теплового потока, отмечается пониженная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей.

2. Сопоставление прогноза высокоперспективных земель на «сланцевую нефть» с фактически установленными прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты показало хорошую согласованность, высокую достоверность (условный уровень порядка 80%) зонального районирования.

3. Желоб южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта не находит яркой генетической связи (прямой положительной корреляции) с распределением реконструируемой плотности теплового потока и распределением плотности ресурсов верхнеюрской «сланцевой нефти», особенно в центральной наиболее погруженной части палеорифта.

Литература

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов С.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 20–25.

Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

Илларионова Л.В., Кокорина М.С., Исаева О.С. Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты на территории Томской области // Геофизические методы при разведке недр: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 114–117.

Исаев В.И., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофизический журнал. – 2004. – Т. 26. – № 2. – С.46–61.

Исаев В.И. Оценка влияния толщ вечной мерзлоты позднечетвертичного климатического похолодания на геотермический режим нефтематеринских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/21_2015

Исаев В.И., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Схемы районирования Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской свит // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 12. – С. 6–19.

Исаев В.И., Исаева О.С., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Экспресс-районирование материнской свиты по плотности ресурсов генерированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 3– С. 23–37.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016а. – Т.11. – №1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2016

Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокма по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Геофизический журнал. – 2016б. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.

Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.

Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf. DOI: <https://doi.org/10.17353/2070->

[5379/31_2014](#)

Морозов Н.В., Беленькая И.Ю., Жуков В.В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // ПРОНЕФТЬ. – 2016. – вып. 1. – С. 38–45.

Предтеченская Е.А., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55. – pp. 1418–1428. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>

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. – pp. 1832–1845.

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Vol. 50. – no. 11. – С. 917–929. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>

Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2001. – vol. 42. – no. 11–12. – pp. 678–689.

Isaev V.I., Lobova G.A.

Institute of natural resources, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, isaevvi@tpu.ru, lobovaga@tpu.ru

Starostenko V.I.

Institute of Geophysics NAS Ukraine, Kiev, Ukraine, vstar@igph.kiev.ua

Stotskiy V.V.

Institute of natural resources, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, stotskiy_vv@sibmail.com

Fomin A.N.

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, fominan@ipgg.sbras.ru

ZONING OF THE SHALE OIL AREA BELONGING TO THE SOUTHERN PART OF THE KOLTOGOR-URENGOY PALEORIFT

The search for "shale oil" remains an urgent task for Western Siberia, where the Upper Jurassic Bazhenov Formation is widespread. The developed infrastructure of the southeast area defines these lands as priority for zoning and allocation of prime areas.

In tectonic terms, the studies are confined to the Koltogor-Urengoy paleorift and its framing structures. According to the geothermal criteria, the centers of generation and accumulation of Bazhenov oil have been identified in situ. The integral indicator of the density of generated oil resources is calculated, taking into account the time of the main oil generation zone and the geothermal temperature in this zone. Areas with high prospects of prospecting for "shale oil" are distinguished.

Keywords: shale oil, Bazhenov Formation, paleotemperature modeling, oil resources density, Koltogor-Urengoy paleorift, Western Siberia.

References

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost' molodykh plit SSSR* [Thermal field and the oil and gas content of the young plates of the USSR], Moscow: Nedra, 1986, 222 p.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian Megabasin], Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov S.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bakhtina E.S. *Tipy i katagenez organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity i ee vozrastnykh analogov* [Organic matter types and catagenesis of the Bazhenov Formation and its age analogues]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 10, p. 20–25.

Illarionova L.V., Kokorina M.S., Isaeva O.S. *Pryamye priznaki neftenosnosti bazhenovskoy svity na territorii Tomskoy oblasti* [Direct indications of oil potential of the Bazhenov Formation on the territory of the Tomsk Region]. *Geophysical methods for subsoil exploration: Proceedings of the All-Russian Scientific and Practical Conference with international participation*, Tomsk: Izd-vo TPU, 2016, p. 114–117.

Isaev V.I. *Otsenka vliyaniya tolshch vechnoy merzloty pozdnechetvertichnogo klimaticheskogo pokholodaniya na geotermicheskiy rezhim neftematerinskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Assessment of the influence of permafrost strata of late quaternary climate cooling of the geothermal regime of oil-source deposits of Western Siberia]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2015, vol. 10, no. 2, http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/21_2015

Isaev V.I., Isaeva O.S., Lobova G.A., Starostenko V.I., Fomin A.N. *Ekspress-rayonirovanie materinskoy svity po plotnosti resursov generirovannoy nefi (na primere Nyurol'skoy megavpadiny)* [Express zoning of the source rocks on density of oil generated resources (for example Nyurol Megadepression)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2016, vol. 327, no. 3, p. 23–37.

Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Fomin A.N., Starostenko V.I. *Rayonirovanie bazhenovskoy svity i kliniform neokoma po plotnosti resursov slantsevoy i pervichno-akkumulirovannoy nefi (na primere Nyurol'skoy megavpadiny)* [Zoning of the Bazhenov Formation and Neocomclinoforms regarding density shale resources and primary accumulated oil (for example, Nurol Megadepression)]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2016b, vol. 38, no. 3, p. 29–51.

Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, p. 1418–1428. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>

Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N., Sungurova O.G. *Rayonirovanie megavpadin Tomskoy oblasti po plotnosti resursov slantsevoy nefi* [Zonation of megadepressions of the Tomsk region depending on the frequentness of shale oil resources]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2016, vol. 11, no. 1, http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2016

Isaev V.I., Lobova G.A., Starostenko V.I., Fomin A.N. *Skhemy rayonirovaniya Ust'-Tym'skoy megavpadiny po plotnosti resursov slantsevoy nefi togurskoy i bazhenovskoy svit* [Zonation schemes of Ust-Tym megadepression considering density of shale oil resources of the Togur and Bazhenov source rock Formations]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2015, vol. 326, no. 12, p. 6–19.

Isaev V.I., Starostenko V.I. *Otsenka neftegazomaterinskogo potentsiala osadochnykh basseynov Dal'nevostochnogo regiona po dannym gravimetrii i geotermii* [Evaluation of the oil-and-gas potential of sedimentary basins of the Far East region according to the Gravimetry and Geothermy Data]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2004, vol. 26, no. 2, p. 46–61.

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, p. 917–929. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>

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, p. 1832–1845.

Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, p. 678–689.

Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. *Lokalizatsiya prognoznykh resursov nefi yursko-melovykh NGK Ust'-Tym'skoy megavpadiny* [Probable oil resource localisation for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes in Ust-Tym Megadepression]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no. 2, p. 36–40.

Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isaev V.I. *Vliyanie paleoklimata na geotermicheskiy rezhim i realizatsiyu neftegeneratsionnogo potentsiala bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Novosibirskaya oblast')* [Influence of paleoclimate on geothermal particularity and on the oil-generation potential of the Bazhenov Formation (south-east Western Siberia - Novosibirsk region)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 3, http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2014

Morozov N.V., Belen'kaya I.Yu., Zhukov V.V. *3D modelirovanie uglevodorodnykh sistem bazhenovskoy svity: detalizatsiya prognoza fiziko-khimicheskikh svoystv uglevodorodov* [3D modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov Formation: details of the forecast of physical and chemical properties of hydrocarbons]. *PRONEFT'*, 2016, issue 1, p. 38–45.

Predtechenskaya E.A., Fomichev A.S. *Vliyanie razryvnykh narusheniy na temperaturnyy rezhim i katageneticheskie preobrazovaniya mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity* [The

impact of faulting on thermal regime and catagenetic transformations of Mesozoic deposits, West Siberian Plate]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 1, http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf

Zapadnaya Sibir'. *Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii* [Western Siberia. Geology and Mineral Resources of Russia]. In 6 volumes. Vol. 2. Ed. by A. E. Kontorovich, V. S. Surkov. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI, 2000, 477 p.

© Исаев В.И., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Стоцкий В.В., Фомин А.Н., 2017