



## СТРОЕНИЕ И ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. А. Волков, Е. В. Олейник, Е. Е. Оксенойд, А. А. Сидоров

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, Тюмень

В разрезе баженовской свиты в пределах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры выделено и прослежено пять пачек, различающихся по макроскопическому описанию, геохимическим и минералогическим параметрам и области распространения. Для получения статистически несмещенных оценок геохимических и минералогических характеристик пород свиты предложено использование карт параметров, построенных по формально или содержательно выделенным интервалам разреза. Карты средневзвешенных по толщине пачек геохимических и минералогических характеристик отложений свиты построены без учета и с учетом граничных условий. Рассмотрены нефтегенерационные возможности баженовской свиты. Выделены границы распространения пород с органическим веществом разных типов. Приведены данные по средневзвешенным значениям основных пиролизических параметров. Выполнены расчеты коэффициентов трансформации органического вещества, объемов генерации УВ породами баженовской свиты, объемов содержащихся в породах свиты в настоящее время УВ, поправок за потери газообразных УВ при подъеме зерна, величины остаточного генерационного потенциала.

**Ключевые слова:** баженовская свита, ХМАО, выделение пачек, вещественный состав, органическое вещество, генерационный потенциал.

## STRUCTURE AND SOURCE POTENTIAL OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CENTRAL PART OF WEST SIBERIA

V. A. Volkov, E. V. Oleynik, E. E. Oksenoyd, A. A. Sidorov

V. I. Shpilman Research and Analytics Centre of Rational Subsurface Use, Tyumen

Five members were identified and traced in the Bazhenov Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Region – Yugra. The members have different macroscopic descriptions, geochemical and mineralogical parameters, and extension areas. For statistically unbiased estimate of geochemical and mineralogical parameters of the formation, the authors suggest using parameter maps generated by formal or contents selection of cross-section intervals. Thickness-based weighted average members identified based on geochemical and mineralogical parameters of the deposits were mapped with and without consideration to boundary conditions. The paper discusses the source potential of the Bazhenov Formation, with outlining extension limits of rocks hosting organic matter of different types. The paper provides data on weighted average key pyrolysis parameters, calculations of organic matter transformation, hydrocarbon generation volumes in the Bazhenov rocks, hydrocarbon volumes in place, correction for loss of gaseous hydrocarbons while lifting core, and residual source potential.

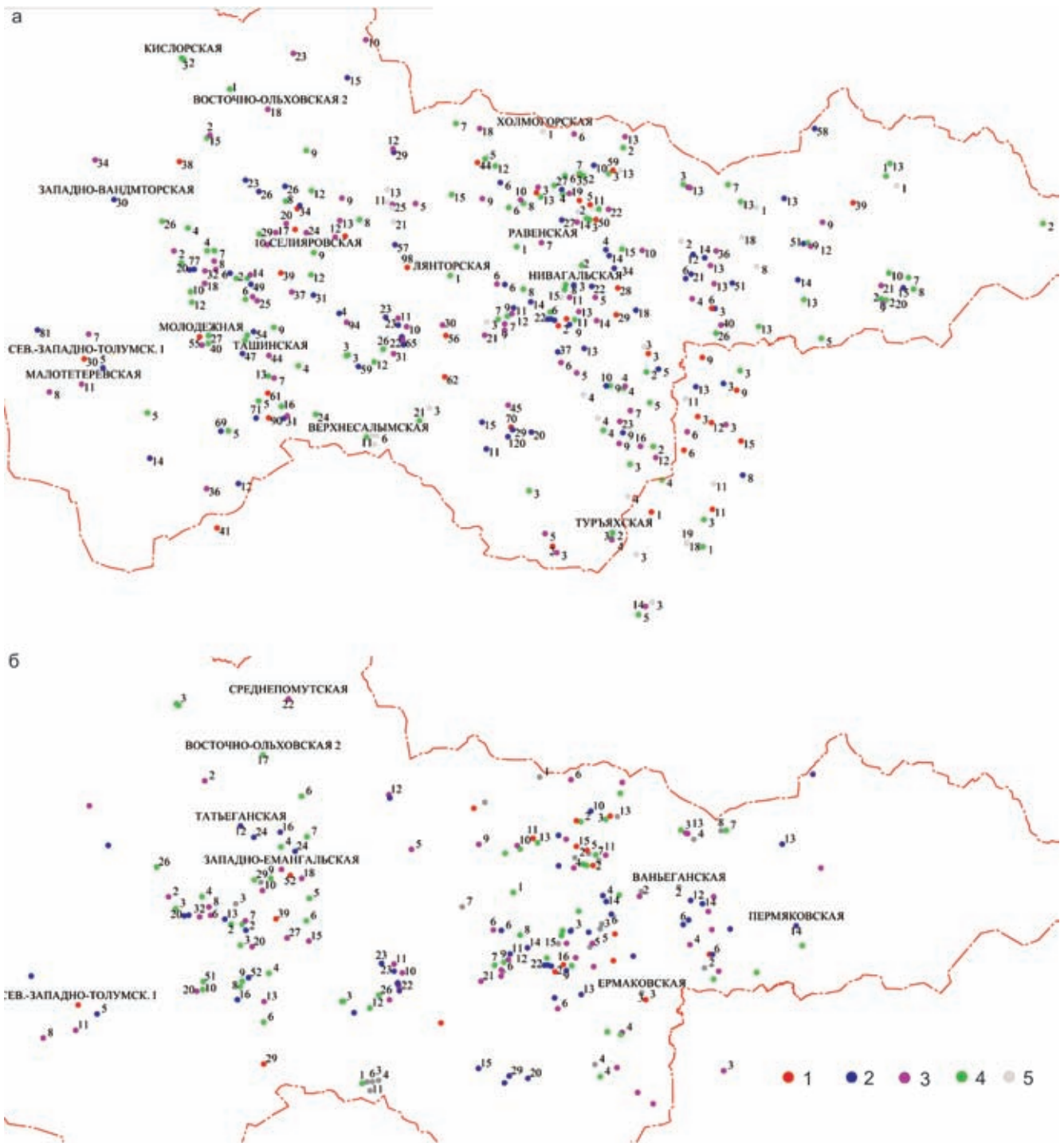
**Keywords:** Bazhenov Formation, Khanty-Mansi Autonomous Region, identification of members, material composition, organic matter, source potential.

DOI 10.20403/2078-0575-2016-3-79-97

**Геохимическая и минералогическая информация.** На протяжении ряда лет в АУ ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана» (НАЦ РН) целенаправленно накапливаются результаты геохимических и минералогических исследований зерна. Большая часть материалов собрана при выполнении тематических работ по крупным участкам территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по заказам федеральных органов власти, компаний-недропользователей и органов власти АО, когда в технические задания включались лабораторные исследования зерна.

Исследования заказывались в специализированных лабораториях: геохимия РОВ, битумоидов и нефтей – в ТомскНИПИнефть (проф. И. В. Гончаров) и ВНИГНИ (д. г.-м. н. М. В. Дахнова); минералогиче-

ские исследования (рентгеноструктурный и рентгенофлуоресцентный анализы, детальные геохимические исследования методом ICP-MS и др.) – в Институте геологии и геохимии им. акад. А. Н. Заварицкого УрО РАН (д. г.-м. н. К. С. Иванов, к. ф.-м. н. Ю. В. Щапова, к. г.-м. н. Н. В. Вахрушева), Институте минералогии УрО РАН (к. г.-м. н. П. В. Хворов). В 2008–2014 гг. НАЦ РН заказывал ЗапСибИПГНГ (к. г.-м. н. А. В. Рыльков, к. г.-м. н. И. Н. Ушатинский, к. г.-м. н. Ю. В. Брадучан) систематизацию выполненных ранее в ЗапСибНИГНИ биостратиграфических, литогеохимических и геохимических исследований. Небольшое количество пиролизических анализов приемлемого качества (содержащих точную привязку к глубине отбора каждого образца) найдено в литературных источниках. Общий объем имеющихся в НАЦ РН результатов пиролизических исследований зерна баженовской



**Рис. 1.** Схемы расположения скважин с геохимическими (а) и минералогическими (б) исследованиями пород баженовской свиты

Скважины с выносом керна (в % от мощности баженовской свиты и ее аналогов) с нормальным строением: 1 – 75–100, 2 – 50–75, 3 – 30–50, 4 – 0–30, 5 – нет описания керна; цифры – кол-во образцов с определением  $C_{орг}$

свиты – 3995 образцов из 208 скважин, определений  $C_{орг}$  – 5485 из 322 скважин, объем минералогических анализов (РСА и РФА) – 3408 образцов из 191 скважины. Данные распределены по всей территории ХМАО, что дает возможность построить карты геохимических и минералогических характеристик баженовской свиты (рис. 1).

**Пересчеты вещественного состава.** Рентгеноструктурный анализ (РСА) часто не позволяет получить точный минералогический состав баженовских

отложений, что обусловлено особенностями литологии изучаемого объекта (высоким содержанием ОВ и биогенного криптокристаллического кремнезема). Для части образцов с данными РСА отсутствуют результаты рентгенофазового анализа (РФА). Образцы из литогеохимической картотеки ЗапСибИПГНГ охарактеризованы количественным содержанием окислов основных породообразующих элементов ( $SiO_2$ ,  $TiO_2$ ,  $Al_2O_3$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $FeO$ ,  $CaO$ ,  $MgO$ ,  $MnO$ ,  $Na_2O$ ,  $K_2O$ ), потерями при прокаливании (ППП), а также со-



держанием  $S$  и  $C_{орг}$ . Имеющиеся лабораторные данные необходимо трансформировать в содержания породообразующих компонентов. Для пересчета использована предложенная в работе [12] процедура, основанная на средних содержаниях (по данным [11]) в глинистом веществе баженовской свиты глинистых минералов: по 1/3 смешанослойных образований и гидрослюд и по 1/6 хлорита и каолинита. В соответствии со справочным химическим составом глинистых минералов уравнения для расчета глинистой (ГлВ) и кремнистой (КрВ) компонент через содержания кремнезема ( $SiO_2$ ) и глинозема ( $Al_2O_3$ ), полученные по данным РФА, имеют вид

$$\begin{aligned} \text{КрВ} &= SiO_2 - 1,427 \cdot Al_2O_3, \\ \text{ГлВ} &= 3,133 \cdot Al_2O_3. \end{aligned}$$

Содержание ОВ рассчитано как  $1,2 \cdot C_{орг}$ . Карбонатное вещество (КВ) учитывалось как сумма кальция, доломита и сидерита по данным РСА. Для образцов из литогеохимической картотеки этот показатель рассчитывался как  $КВ = 1,8(CaO + MgO + MnO)$  с учетом потерь при прокаливании карбонатов [17]. Пирит (Пр) учитывался по данным РСА, для образцов из литогеохимической картотеки рассчитывался по концентрации  $S$  исходя из ее содержания в пирите (53,3 %).

Для верификации полученных оценок на выборке из 1182 образцов из 37 скважин, расположенных преимущественно в центральной части ХМАО, были получены зависимости расчетных величин КрВ и ГлВ от содержания кварца (Кв) и суммы глинистых минералов (ГМ) по РСА:

$$\begin{aligned} \text{КрВ} &= 0,78Кв + 5,18, R^2 = 0,92, \\ \text{ГлВ} &= 0,99ГМ + 4, R^2 = 0,87. \end{aligned}$$

Хорошая сходимость пересчитанных данных РФА с результатами РСА свидетельствует как о качестве выполненных лабораторных исследований, так и о правильности примененной схемы пересчета. Поэтому рассчитанные значения содержаний кремнистого, глинистого, карбонатного веществ и пирита использованы для построения карт минерального состава.

**Статистическая оценка параметров свиты по отобранному в скважинах керну.** В породах баженовской свиты выделяется шесть литологических типов [12]: силицит слабоглинистый, силицит глинистый и известковисто-глинистый, аргиллит кремнистый, аргиллит известковисто-кремнистый и кремнисто-известковистый, мергель, известняк и доломит. Наблюдается частое переслаивание основных литотипов.

Проходка с отбором керна всего интервала залегания баженовской свиты осуществлена в относительно небольшом числе скважин. Обычно отбор керна выполнялся совместно с выше- или нижележащими отложениями, значительно реже керна отбирался из средней части свиты. Поскольку минеральный состав и геохимические характеристики пород баженовской свиты существенно варьируют по разрезу, их значения, осредненные в одной сква-

жине по верхней, средней или нижней части свиты, могут различаться в несколько раз. Поэтому карты минералогических и геохимических характеристик пород свиты, построенные по средним значениям этих параметров в скважинах, оказываются неоправданно дифференцированными. Изменчивость свойств свиты по ее разрезу искусственно трансформируется в изменчивость по площади. В таких условиях несмещенную оценку среднего значения можно получить только при наличии образцов керна, отобранных с равномерным шагом во всем интервале залегания свиты.

Для улучшения оценок любых характеристик баженовской свиты возможно использование формализованной схемы построения карт характеристик для нескольких интервалов, выделяемых в ее толще. Достаточно в каждой скважине интервал залегания делить на две, три части или более, для каждой части определять по имеющимся в скважине замерам среднее значение картируемой характеристики (если данные попадают в соответствующий интервал), строить карты средних значений для каждой части, а затем находить среднюю из построенных карт.

Это возможно, но для отложений, формирующихся в морских условиях, латеральная изменчивость характеристик не должна быть чрезмерной, поэтому выделение слоев, соответствующих фактической истории осадконакопления, должно дополнительно снижать искусственную изменчивость и улучшать оценки (карты) характеристик свиты. Если осреднение геохимических и минералогических характеристик пород свиты в скважинах производить по выделяемым в разрезе свиты и коррелируемым по территории пачкам и картировать средние характеристики каждой пачки, то статистическая смещенность оценок элиминируется. Оценка для всей свиты, естественно, получается взвешиванием оценок на толщины пачек.

**Расчленение разреза баженовской свиты на пачки** и корреляция разрезов скважин проведены для 240 скважин, распределенных по всей территории АО и охарактеризованных результатами геохимических и минералогических исследований баженовского керна.

В первую очередь корреляция проводилась по скважинам с наибольшим процентом выноса керна. В них в разрезе свиты выделены отдельные пачки, отличающиеся по литологическому составу слагающих пород. После привязки керна к данным геофизических исследований выявлены отличия пачек по различным методам ГИС. Это стало основой для вовлечения в корреляцию скважин с небольшим отбором керна. Всего в разрезе свиты выделено пять пачек, по всем пачкам построены карты толщин, иллюстрирующие полученную модель строения баженовских отложений (рис. 2).

**Пачка 1** выделена в подошве баженовской свиты. Отложения представлены аргиллитом серым до

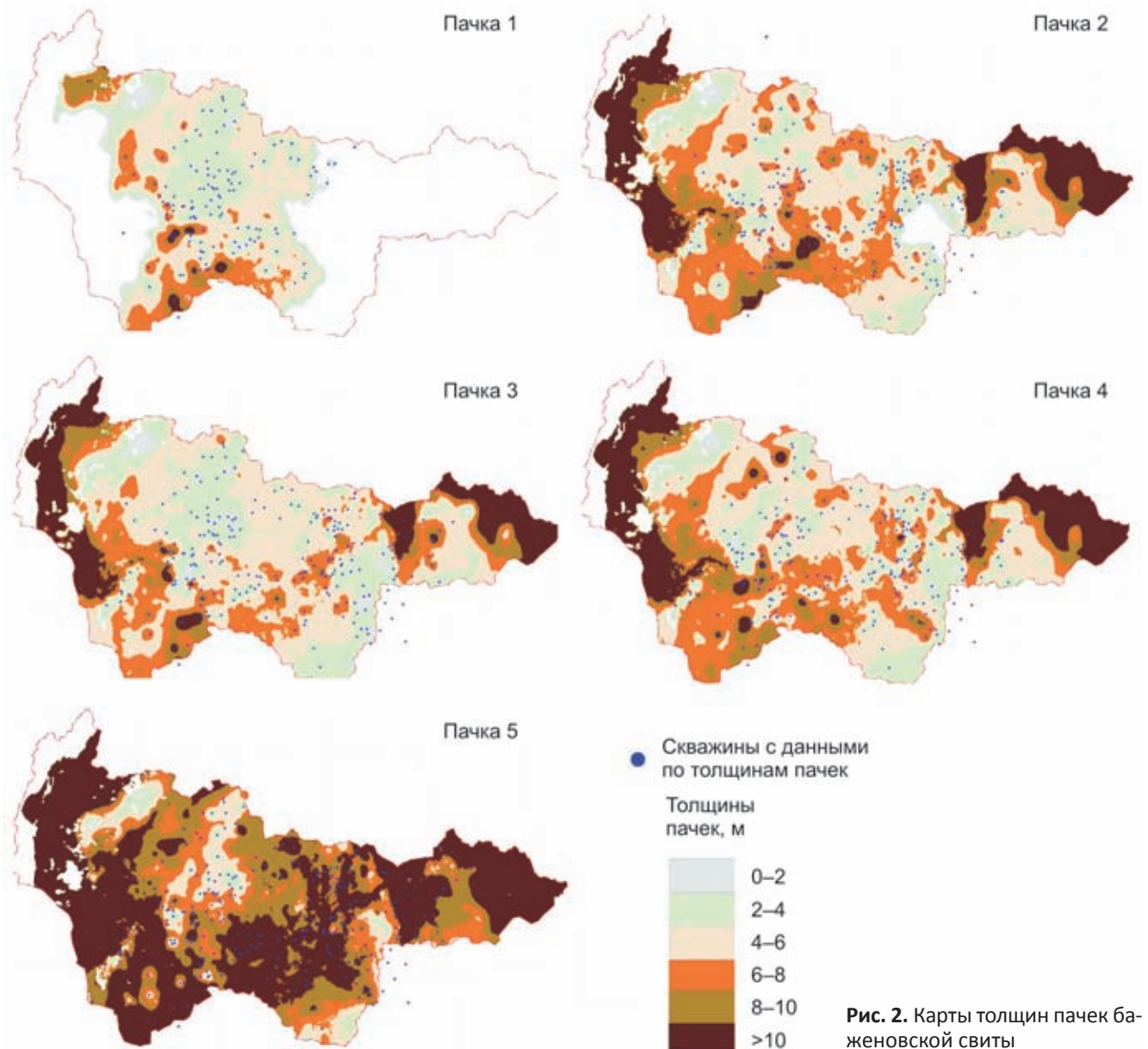


Рис. 2. Карты толщин пачек баженовской свиты

темно-серого с коричневатым оттенком. По данным рентгеноструктурного анализа породы слоя – преимущественно силициты. Содержание глинистого вещества в аргиллитах слоя изменяется от 19 до 43 %, в среднем 28–34 %. По всему слою прослеживаются крупные стяжения и линзы пирита размером до 3×7 см, содержание пирита до 15 %. Толщина пачки достигает 16–20 м, существенно увеличивается в юго-западном направлении в районе Ханты-Мансийской котловины, осложняющей Фроловскую мегавпадину. Отложения пачки локально распространены на территории ХМАО, отсутствуют в западной части округа в зоне развития песчаников вогулкинской толщи и в восточной части округа, где граница отсутствия отложений проходит по восточному склону Сургутского свода и в центральной части Юганской мегавпадины. Эти отложения в стратиграфических каталогах часто относят к абалакской свите, сходство с которой действительно есть. Одним из отличий является повышение битуминозности в этой части разреза относи-

тельно пород георгиевского горизонта. Отложения слоя слабобитуминозные с редкими прослоями битуминозных разностей, концентрация  $C_{орг}$  изменяется от 0,5 до 12–13 % в единичных образцах, в среднем по пачке 5,4 %.

Залегающая выше **пачка 2** представляет собой чередование аргиллитов с кремнистыми и карбонатными прослоями. Их большое количество является ее отличительной особенностью. В кремнистых и карбонатных разностях по данным микроскопических исследований описаны округлые структуры радиоларий, часто карбонатизированные. Толщина пачки изменяется от 1–2 до 12–14 м. Повышенные значения толщин приурочены к Фроловской, Юганской мегавпадинам и Толькинскому прогибу. В пределах положительных структур толщины уменьшаются вплоть до полного отсутствия на Нижневартовском своде. Породы пачки битуминозные, концентрация  $C_{орг}$  в целом выше, чем в предыдущей пачке, – 4–13,5 %, в среднем 6,9 %.

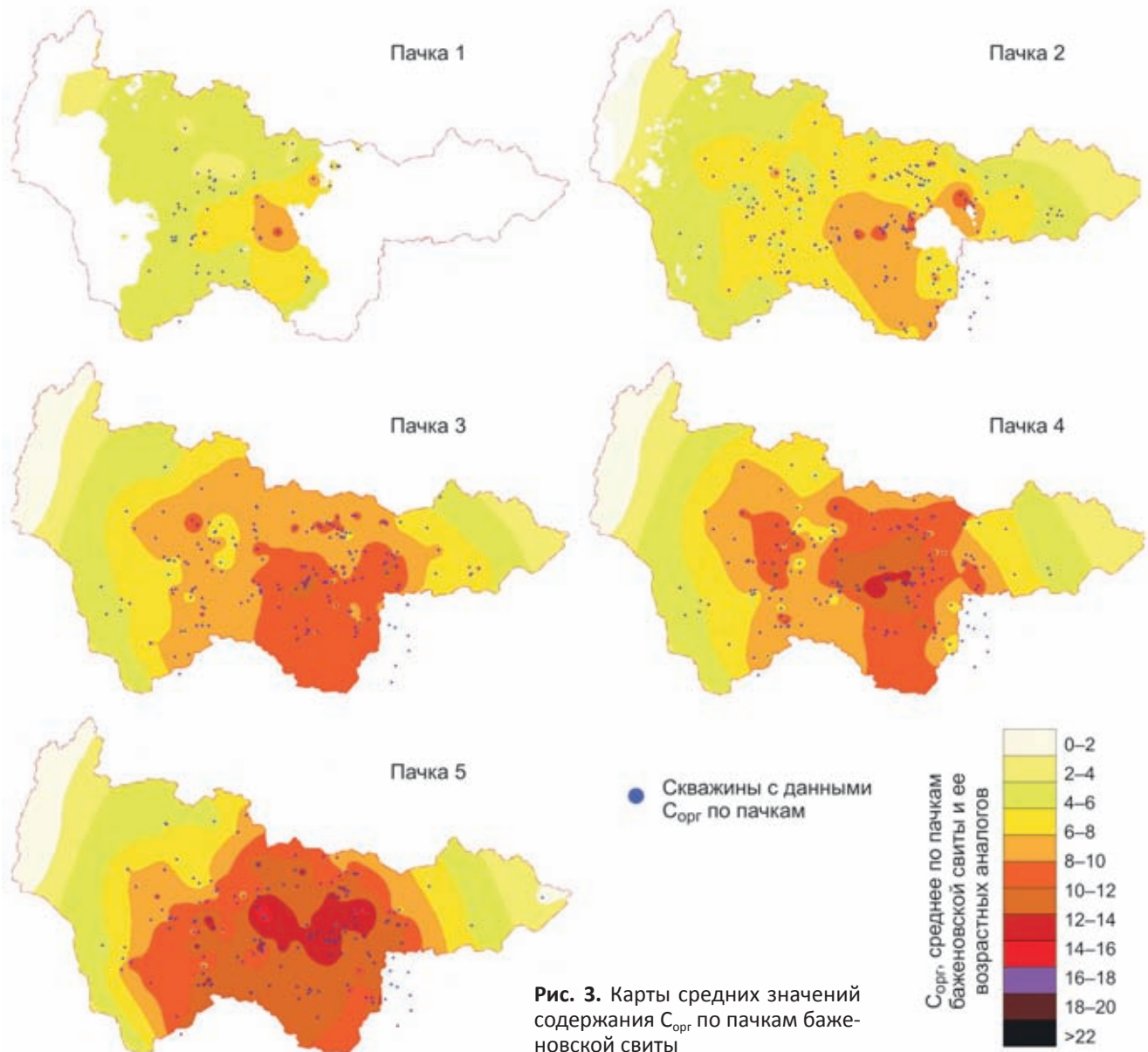


Рис. 3. Карты средних значений содержания  $C_{орг}$  по пачкам баженовской свиты

Следующая вверх по разрезу свиты **пачка 3** сложена аргиллитом темно-серым до черного с коричневатым оттенком. Толщина пачки изменяется от 0,5 до 16–18 м, закономерности изменения толщин в целом сопоставимы с пачкой 2. Порода битуминозная, концентрация  $C_{орг}$  достигает 16,5 %, в среднем 8,8 %.

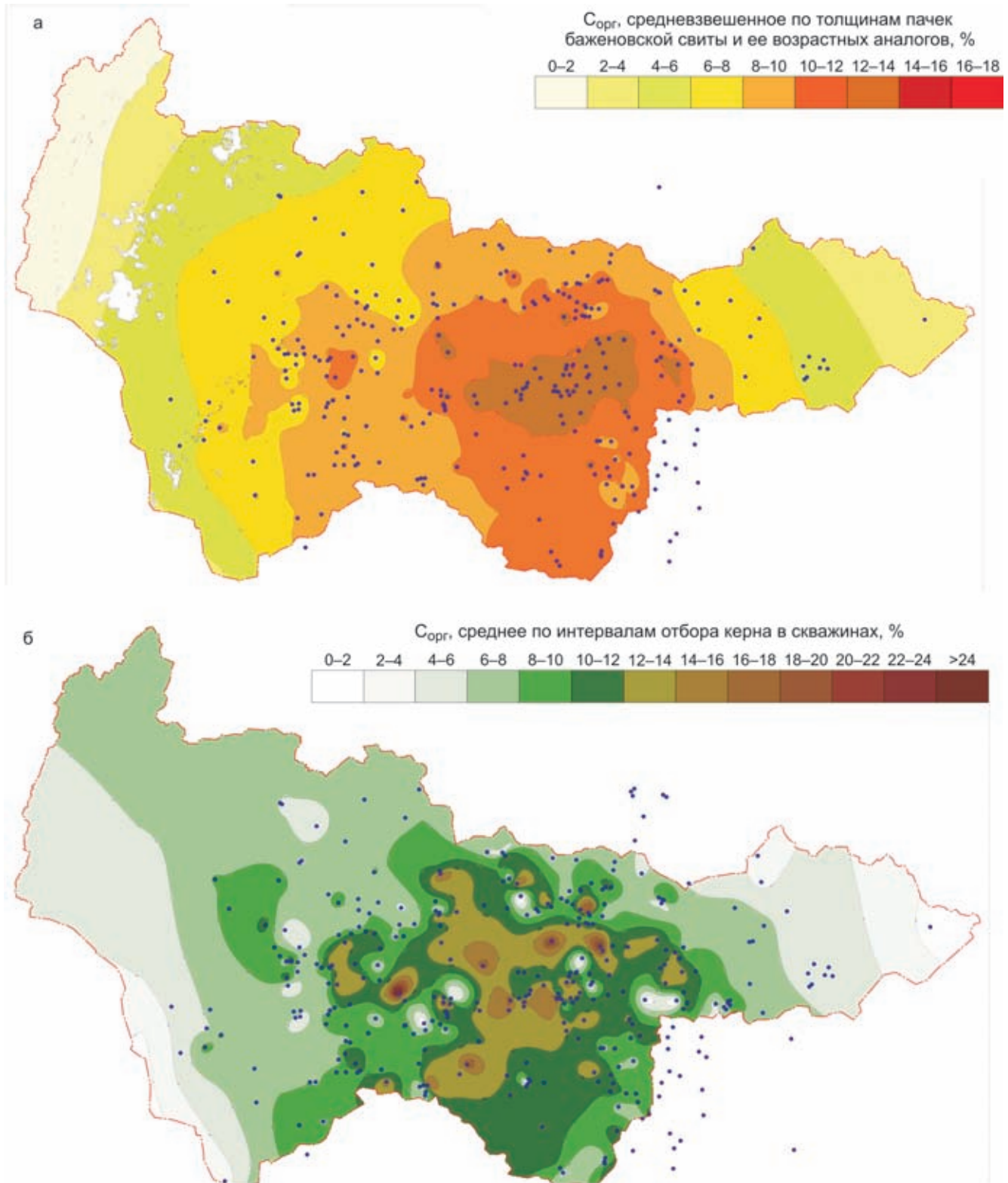
**Пачка 4** не всегда надежно и однозначно коррелируется по данным ГИС. Прежде всего она характеризуется понижением значений гамма-каротажа, однако внутри пачки часто встречаются высокорadioактивные прослои. Пачка имеет сложное строение: переслаивание аргиллитов с глинисто-карбонатными и кремнистыми породами. Толщина изменяется от 0,5–1 до 12–14 м. Уменьшенными толщинами характеризуются территории Красноленинского свода, юго-восточного склона Нижневартовского свода, а также Верхне-ляминского, Туманного и Ай-Пимского валов, осложняющих северную часть Фроловской мегавпадины. Породы пачки высокобитуминозные, встре-

чаются битуминозные и слабобитуминозные прослои. Концентрация  $C_{орг}$  изменяется от 1 до 22 %, в среднем 9,2 %.

Залегающая в кровле баженовской свиты (нижней подсвиты тутлеймской свиты) **пачка 5** по данным макроскопического описания керна сложена аргиллитом черным с коричневым оттенком. Толщина ее изменяется от 1–2 до 20–25 м, максимальная приурочена к Тундринской котловине, расположенной в восточной части Фроловской мегавпадины, и к Колтогорско-Толькинской шовной зоне. Аргиллиты преимущественно высокобитуминозные, концентрация органического углерода достигает 25–26 %, в единичных прослоях до 30 %. Среднее содержание  $C_{орг}$  по площади развития пачки составляет 10,6 %.

Полученные результаты допускают следующую историко-палеогеографическую интерпретацию.

Постепенное увеличение глубины мелководного васюганского моря способствовало формированию специфической обстановки, характерной для



**Рис. 4.** Карты средневзвешенных по толщине пачек (а) и средних по скважинам (б) значений  $C_{\text{орг}}$  в отложениях баженовской свиты

баженовского моря и обусловившей накопление органогенно-терригенных осадков, первоначально в более глубокой части бассейна, в зоне предшествующего развития абалакских отложений. Затем, по мере нарастания трансгрессии, эти условия распространились на большую часть Широтного Приобья, за исключением наиболее возвышенного участка Нижневартовского свода, и только к мо-

менту начала накопления пачки 3 охватили всю территорию. Углубление бассейна сопровождалось увеличением доли органического материала в формирующихся баженовских осадках.

Выделенные в разрезе баженовских отложений пачки не обязательно являются синхронными образованиями. Возможно, их выделение обусловлено изменениями литологических характеристик



в разрезе позднеюрских отложений, которые прослеживаются на значительной площади бассейна.

Конечно, для полной уверенности в справедливости этой модели необходимо выполнить расчленение и корреляцию на порядок большего числа скважин, а также подтвердить разновозрастность выделенных пачек палеонтологическими и палинологическими данными. Тем не менее в качестве рабочей гипотезы модель достаточно обоснована.

**Оценки характеристик свиты.** Расчленение баженовской свиты на пачки позволило получить статистически несмещенные оценки геохимических и минералогических характеристик отложений. На рис. 3 приведены карты средних значений содержания  $C_{орг}$  для пяти выделенных в разрезе свиты пачек.

Сопоставление карт на рис. 4 подтверждает целесообразность изложенного подхода. В области, охарактеризованной результатами лабораторных анализов, тренды обеих карт весьма схожи: от периферии к центру Среднеобской НГО содержание  $C_{орг}$  в породах баженовской свиты возрастает от 4 до 12 % и более. Изолинии 8 % оконтуривают почти одинаковые области. Однако это касается только трендов. Карта, построенная по средним значениям  $C_{орг}$  в скважинах (см. рис. 4, б), изобилует небольшими по площади положительными (до 23 %) и отрицательными (до 2 %) экстремумами. Особенно ярко незакономерность карты проявляется при наличии сближенных скважин с отбором керн в верхней и нижней частях свиты.

Средневзвешенные по толщине пачек карты геохимических параметров хорошо отражают закономерности их распределения в пределах охарактеризованной лабораторными данными области. За ее пределами поведение карт обусловлено случайными значениями геохимических параметров в единичных скважинах и используемым стабилизирующим функционалом применяемого метода картирования. Следовательно, дальняя экстраполяция значений указанных параметров в скважинах определяется не знанием физических процессов, приведших к формированию наблюдаемых распределений, а некоторыми общими соображениями, обусловившими выбор регуляризатора обратной задачи.

Снижение неопределенности в поведении геохимических параметров на периферии Широкого Приобья при отсутствии материалов изучения керн скважин возможно посредством определения граничных условий. Это не лучшее решение, поскольку оно автоматически влечет за собой построение геохимических карт с изолиниями, субпараллельными границам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП) или границам распространения баженовской свиты и ее аналогов. Вместо определения тенденций распределения по площади геохимических и минералогических характеристик свиты

на основе информации, получаемой в скважинах, приходится соглашаться с упрощенной «бассейно-центрической» моделью. Тем не менее, поскольку одной из целей настоящей работы является оценка величины запасов (ресурсов) УВ в баженовской свите, эта модель более предпочтительна, так как она не завышает средние по площади значения параметров.

Границы распространения в ЗСНГП баженовской свиты и ее возрастных аналогов представлены на схеме структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири, принятой МСК в 2004 г. Из границ распространения баженовского горизонта исключены Приуральский, Баганский, Чулымо-Тасеевский и Тазо-Хетский районы. В них в составе горизонта появляется значительное количество пластов песчаников и алевролитов, определений минерального состава которых не имеется. На полученной в результате границе основные геохимические и минералогические параметры приняты в соответствии с их значениями во вмещающих (перекрывающих и подстилающих) глинах: содержание органического вещества ( $1,2 C_{орг}$ ) 2 %; УВ в породе (пиролитический параметр  $S_1$ ) 0,02 мг/г; глинистого вещества 78,5 %; кремнистого вещества 14,5 %; карбонатного вещества и пирита по 2,5 %. Остаточный генерационный потенциал (пиролитический параметр  $S_2$ ) рассчитан на границе ожидаемой области прекращения генерации УВ породами свиты из условия равенства остаточного и начального генерационного потенциалов. Эта граница проведена по критическому значению  $C_{орг}$  5–6 % в породах баженовской свиты и уточнена по скважинам, в которых свита не выделяется на диаграммах радиоактивного каротажа.

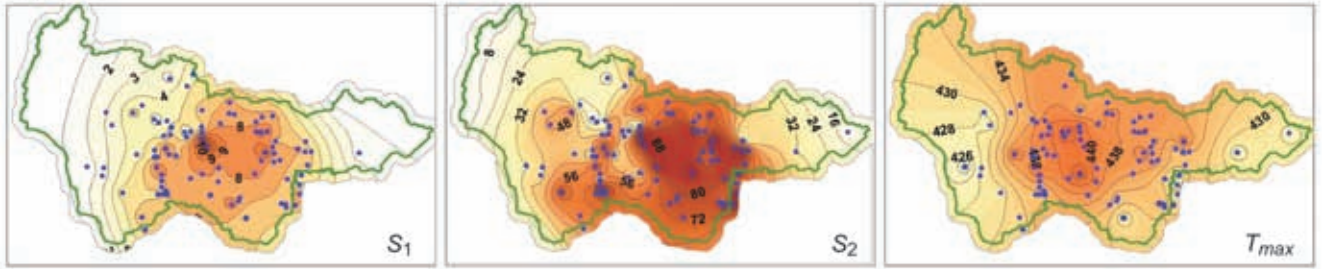
На рис. 5 приведены построенные по изложенной схеме карты основных пиролитических параметров. Карты содержания УВ ( $S_1$ ) по пачкам баженовской свиты вверх по разрезу сохраняют тренд увеличения содержания от 2–3 мг УВ на 1 г породы от границ выявленной нефтеносности отложений осадочного чехла до 6–7 мг/г к центру Среднеобской НГО и даже 11 мг/г на западе Сургутского свода. На этом фоне локальное уменьшение  $S_1$  наблюдается в северной части Фроловской мегавпадины.

Карты температуры максимального выхода УВ при пиролизе образцов керн  $T_{max}$  также имеют общий тренд возрастания от периферии области нефтеносности, выявленной на исследуемой площади, от 425 °С и даже 419 °С в Пыль-Караминских скважинах до 445 °С в Тункорской скважине. Основное поле выявленной нефтеносности находится преимущественно в зоне  $T_{max} > 430$  °С, большая часть – в зоне  $T_{max} > 434$  °С.

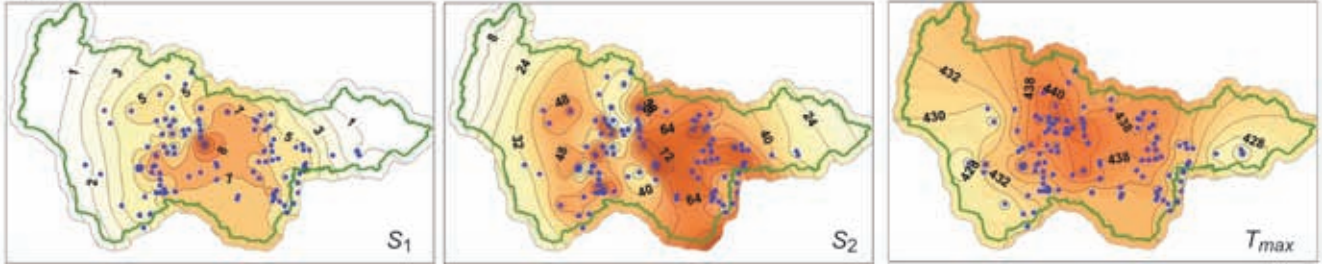
Карты остаточного генерационного потенциала  $S_2$  более дифференцированы. На них наблюдается устойчивый максимум 50–80 мг УВ на 1 г породы в районе Усть-Балыкского, Дружного, Ватинского и Угутского месторождений. Повышенные значе-



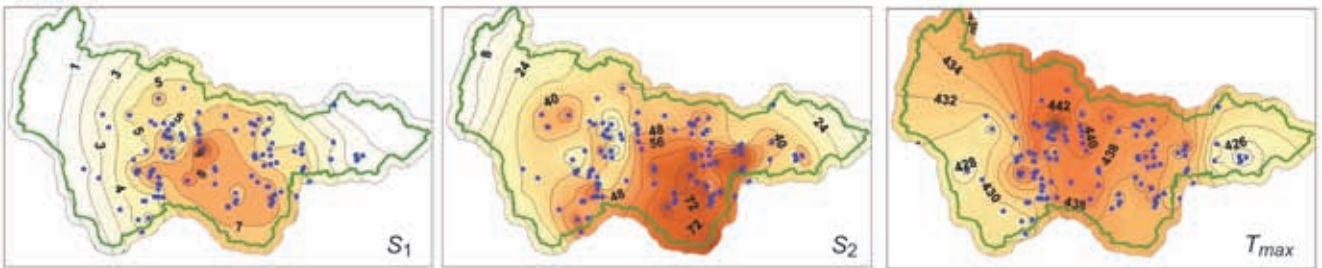
Пачка 5



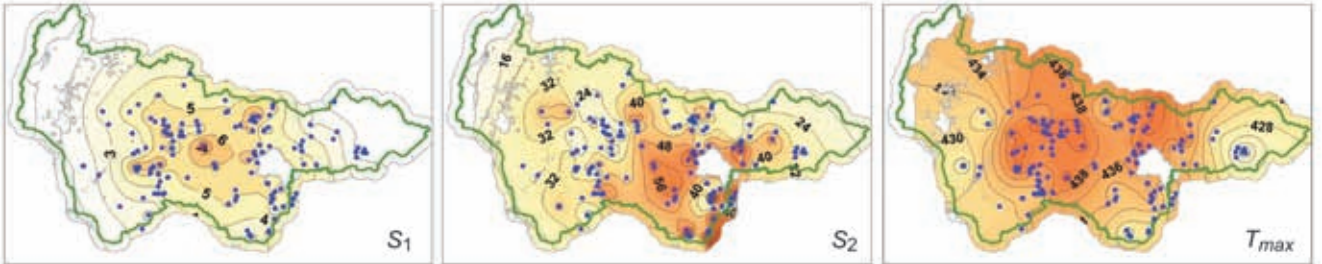
Пачка 4



Пачка 3



Пачка 2



Пачка 1

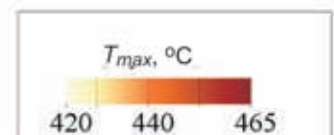
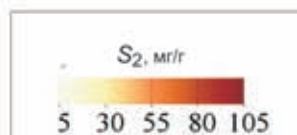
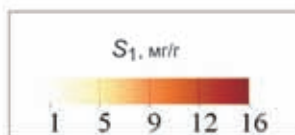
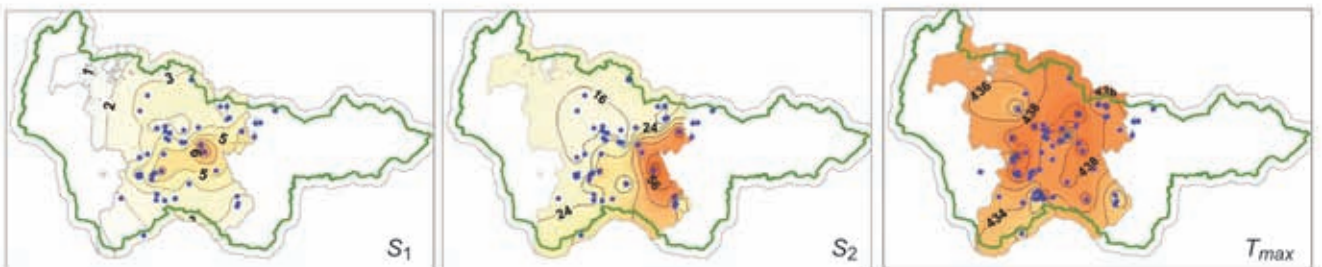


Рис. 5. Карты пиролитических параметров  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $T_{max}$  по пачкам баженовской свиты



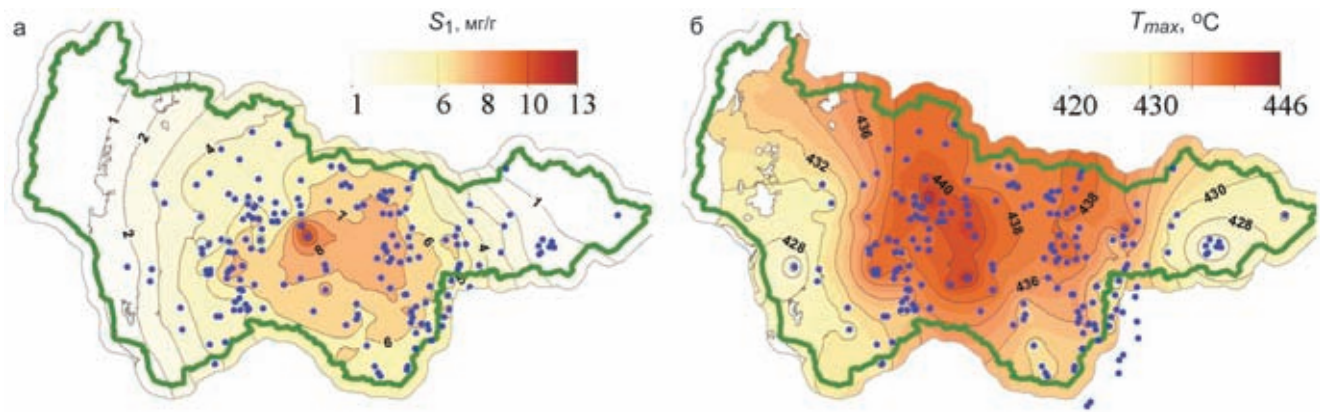


Рис. 6. Карты средневзвешенных значений пиролитических параметров  $S_1$ ,  $T_{max}$

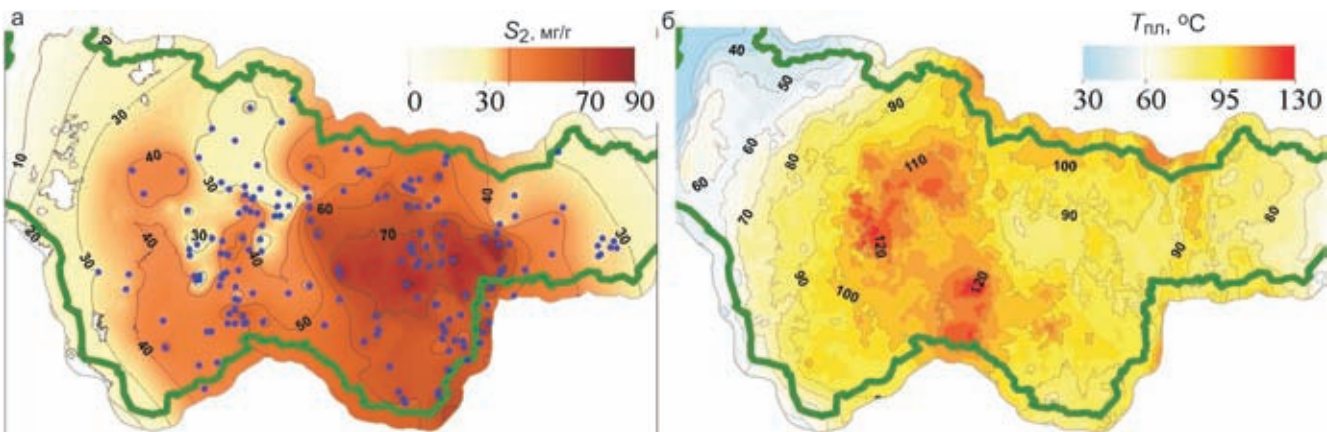


Рис. 7. Карты средневзвешенных значений пиролитического параметра  $S_2$  и пластовых температур баженовской свиты

ния характерны также для площадей Колтогорского мегапрогиба, Кондинской группы месторождений, запада центральной части Фроловской мегавпадины (Емангальская, Северо-Аркановская площади). На картах  $S_2$ , построенных по пачкам баженовской свиты, выделяются площади с пониженными (3–15 мг/г) значениями (Татьеганская, Верхнелиаминская, Унлорская).

Карта содержания УВ в породах баженовской свиты (рис. 6, а) отражает закономерное возрастание значения  $S_1$  к центру Среднеобской НГО, второй максимум содержания УВ наблюдается в районе Южно-Елизаровского прогиба. На карте термической зрелости пород баженовской свиты (см. рис. 6, б) зона повышенных значений параметра ( $T_{max} > 438$  °С) охватывает территорию с запада на восток от Красноленинского свода до Толькинского мегапрогиба и от Верхнесалымского мегавала на юге до северной границы ХМАО. Максимумы термической зрелости отмечаются на Салымской площади и на севере центральной части Фроловской мегавпадины (Унлорская, Панлорская, Южно-Санлорская площади). Минимумы ( $T_{max} = 422$  °С) зафиксированы в Пыль-Караминских и Даниловской скважинах.

На карте остаточного генерационного потенциала (рис. 7, а) выделяется Среднеобская зона повышенных его значений (>60 мг УВ на 1 г породы), продолжающаяся в Колтогорском мегапрогибе

и Нюрольской мегавпадине. В западной части территории отмечена подковообразная зона пониженных (25–30 мг/г) значений  $S_2$ , охватывающая Молодежную, Каменную, Тункорскую, Восточно-Панлорскую, Унлорскую, Мытаяхинскую, Сын-Еганскую, Нялинскую площади.

Эта область в частности и карта параметра  $S_2$  в целом напоминают (с точностью до знака) особенности карты пластовых температур баженовской свиты, построенной совершенно независимо (для сравнения см. рис. 7, б). За исключением максимумов температур на Салымской, Верхнесалымской площадях и в северной части Толькинского мегапрогиба, т. е. в областях, не охарактеризованных или плохо охарактеризованных результатами пиролитических исследований керна, карты  $S_2$  и пластовых температур хорошо иллюстрируют ожидаемое из теоретических соображений сходство. Зоны повышенных пластовых температур отличаются повышенной преобразованностью ОВ и пониженным остаточным потенциалом, а в зонах пониженных пластовых температур ОВ преобразовано в меньшей степени и остаточный генерационный потенциал высок.

**Карта современных температур баженовско-абалакского комплекса** построена по замерам температур в процессе испытания скважин. Данные отобраны таким образом, чтобы интервал испытаний пересекался с интервалом залегания баженов-



ской свиты и глубины расположения термометра попадали в «коридор»  $\pm 50$  м относительно кровли и подошвы свиты. Общее число скважин с замерами температур по области исследования составило 1181 при испытании в колонне, 896 – в процессе бурения.

На первом этапе построения проводились только по данным испытаний в колонне с использованием структурной карты по подошве баженовской свиты в качестве косвенной информации. За пределами ХМАО использовалась также карта температур баженовской свиты, построенная А. Р. Курчиковым и А. Г. Плавником (ИНГГ СО РАН). Полученная карта сравнивалась с данными температур, измеренных при испытаниях в открытом стволе. Для 40 % скважин из этой группы отклонения от предварительной карты составили не более 5 °С. В последующем эти измерения использовались наряду с результатами испытания в колонне. Остальные измерения анализировались дополнительно: отклонения в большую сторону трактовались как температурные аномалии, в меньшую – как регулярная ошибка, возникающая в результате недовосстановления температуры. Для групп «отрицательных» отклонений 5–10, 10–20 и 20–30 °С были рассчитаны температурные поправки, которые составили 6, 11 и 20 °С соответственно.

На втором этапе в построениях использовались все данные с введенными поправками. Результирующая карта температур баженовской свиты построена как сумма тренда карты поправок для отрицательных отклонений от него и карты положительных аномалий. Поскольку положительные аномалии температур в Западной Сибири часто связываются с выходом гранитных блоков на поверхность доюрского основания, при картировании аномалий была учтена геометрия выступов фундамента посредством использования функционала, который обеспечивает сходство форм областей повышенных температур и форм выступов фундамента.

**Карты вещественного состава.** Карты средне-взвешенных по толщине пачек баженовской свиты содержания глинистого, кремнистого, карбонатного вещества и пирита построены с учетом и без учета граничных условий (рис. 8). На картах, построенных без определения граничных условий, отчетливо проявляется подмеченная в [12] тенденция увеличения содержания кремнистого вещества от 30 до 45–50 % и снижения содержания глинистого вещества от 45 до 25–30 % в направлении с запада на восток и юго-восток.

**Тип органического вещества.** Качество нефтематеринских пород характеризуется типом ОВ, его содержанием в породе и генерационным потенциалом. Многие специалисты [4, 7, 8, 10] относят исходное органическое вещество пород баженовской свиты к типу II. И. В. Гончаров при изучении юго-восточных районов Западной Сибири [3] отнес породы баженовской (марьяновской) свиты к нефтегенери-

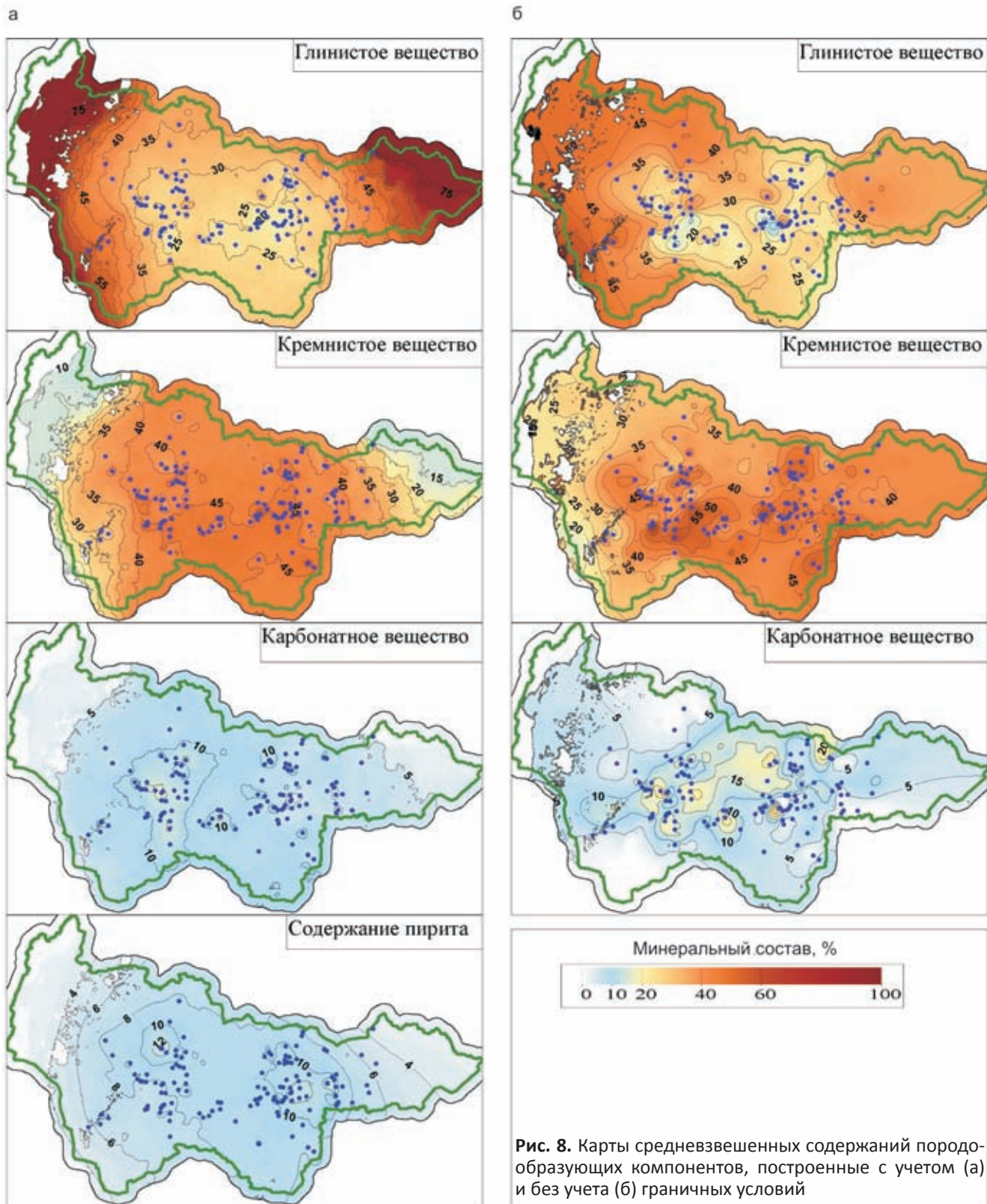
рующим толщам с органическим веществом пограничного (между I и II) типа.

А. Э. Конторович с соавторами [7] пришел к заключению, что в составе баженовской свиты выделяются два типа пород: углеродисто-глинисто-кремнистые баженовиты, сильно обогащенные аквагенным ОВ типа II, и аргиллиты с повышенным содержанием ОВ типа III. Ритмическое переслаивание пород этих типов обусловлено изменением динамики поступления речных вод в морской бассейн, а именно: аргиллиты образовывались при увеличении роли терригенной седиментации по сравнению с биогенной; содержащееся в них органическое вещество – аквагенное, но значительно окисленное в процессе диагенеза.

Имеющиеся результаты пиролитических исследований 3995 образцов керна из 208 скважин представляют собой достаточно представительную выборку, которую можно разделить на однородные группы различными способами. Пиролитические данные в каждой скважине были вынесены на пиролитический аналог диаграммы Ван Кревелена, и по расположению точек на диаграмме был определен тип органического вещества. После выполнения этой процедуры для всех скважин все точки каждого типа были вынесены на отдельные диаграммы  $HI - T_{max}$ . Точки каждого типа лежат в своем поле эволюции компактными группами, практически не выходя за границы типа (рис. 9).

Рассмотрим подробно рис. 9. Большая часть пиролитических данных соответствует второму типу органического вещества, еще одна группа лежит в поле эволюции первого типа. Довольно большое число данных располагается на диаграмме одновременно в полях первого и второго типов: поскольку тип ОВ в скважине определяется по положению на диаграмме всех образцов из этой скважины, диапазон изменений водородного индекса перекрывает поля обоих типов. Данные 11 скважин расположились на диаграмме в области, не характерной для баженовской свиты: по семи скважинам – в поле эволюции органического вещества смешанного аквагенно-террагенного (по А. Э. Конторовичу [4]) типа, а данные по четырем скважинам на диаграмме соответствуют типу III органического вещества. На диаграмме кислородного индекса подавляющее большинство данных укладывается в область минимальных значений  $OI$ , последовательно смещаясь от I типа ОВ к III по оси  $HI$  от 450–750 до 200 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$  и менее.

Повышенные генерационные возможности ОВ баженовской свиты (водородный индекс до 700 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$  и более) по сравнению со стандартом ОВ типа II ( $HI$  300–600 мг/г) отмечались многими исследователями [2, 8, 15]. Поэтому выделение I типа и смешанного I–II типа представляется вполне правомерным, тем более что специалисты отмечают присутствие в ОВ баженовской свиты не только планктонно- и бактериогенного аквагенного ОВ морского



**Рис. 8.** Карты средневзвешенных содержаний породообразующих компонентов, построенные с учетом (а) и без учета (б) граничных условий

происхождения [4], но и водорослевой органики (бурые, диатомовые, перидиниевые одноклеточные водоросли [6, 14]) также морского происхождения, отличающейся очень высокими значениями *Н<sub>1</sub>*. А. Э. Конторович с соавторами считают, что тип I органического вещества известен только в некоторых ископаемых озерных водоемах [4, с. 1181]. Б. Тиссо и Д. Вельте [16, с. 145] отмечают, что ОВ типа I образуется двумя способами: из водорослевой органики

озерного или морского (тасманиты и др.) происхождения или существенно переработанного микроорганизмами рассеянного ОВ. Присутствие в ОВ баженовской свиты морской водорослевой органики позволяет, следовательно, выделять I и, возможно, смешанный I-II типы ОВ. Гораздо сложнее обстоит дело с ОВ II-III и тем более III типа.

Рассмотрим распределение типов ОВ по площади и по разрезу. Естественное желание разделить

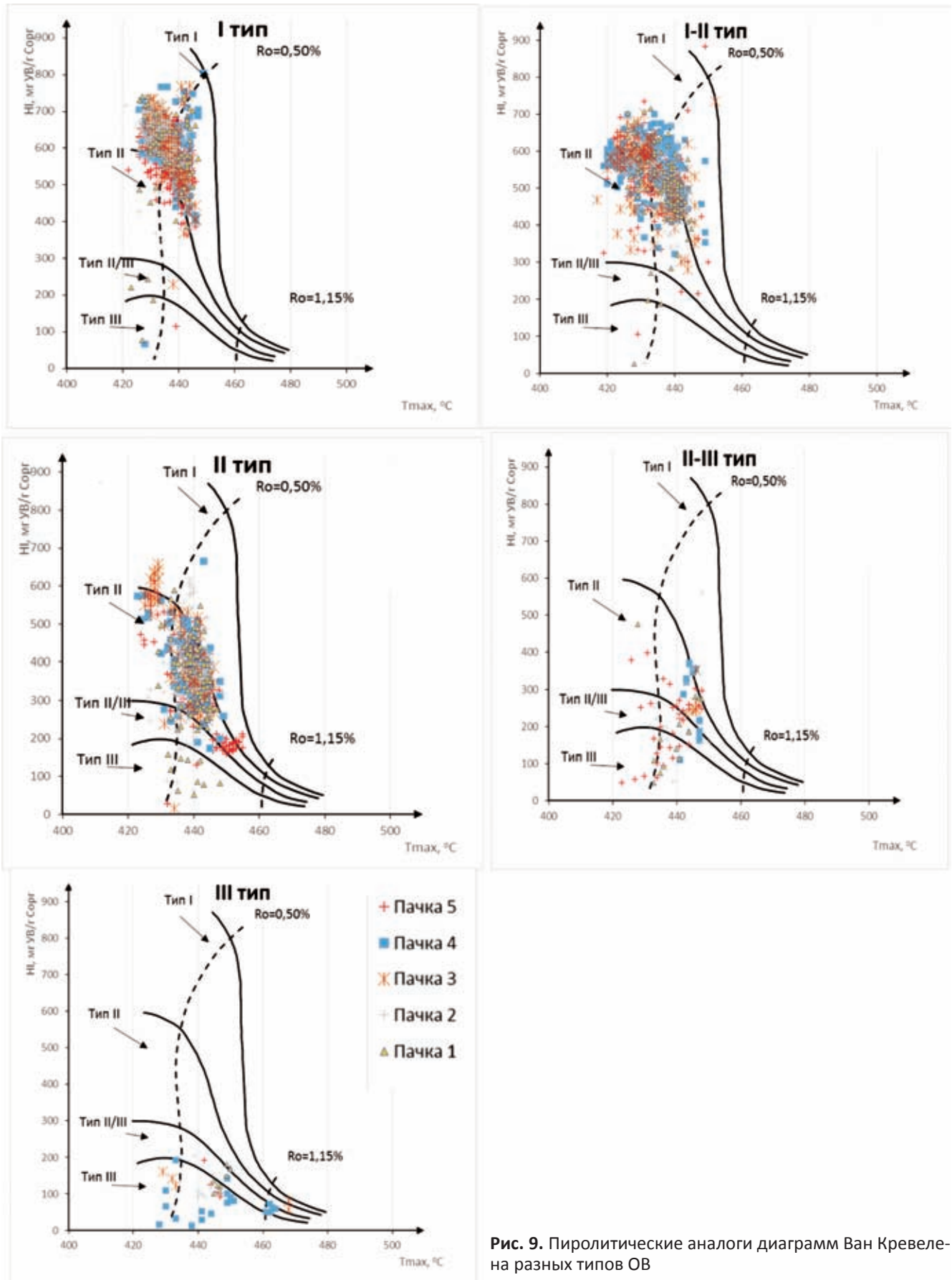


Рис. 9. Пиролитические аналоги диаграмм Ван Кревелена на разных типах ОБ

выборку по выделенным в разрезе свиты пачкам, к сожалению, не привело к положительному результату. Попытка разделить данные в скважинах по пачкам и зафиксировать на псевдодиаграмме

Ван Кревелена изменение типа ОБ по разрезу баженовской свиты успешно не увенчалась: группы точек из разных пачек на диаграмме не обособились. Разделение по площади оказалось более успеш-

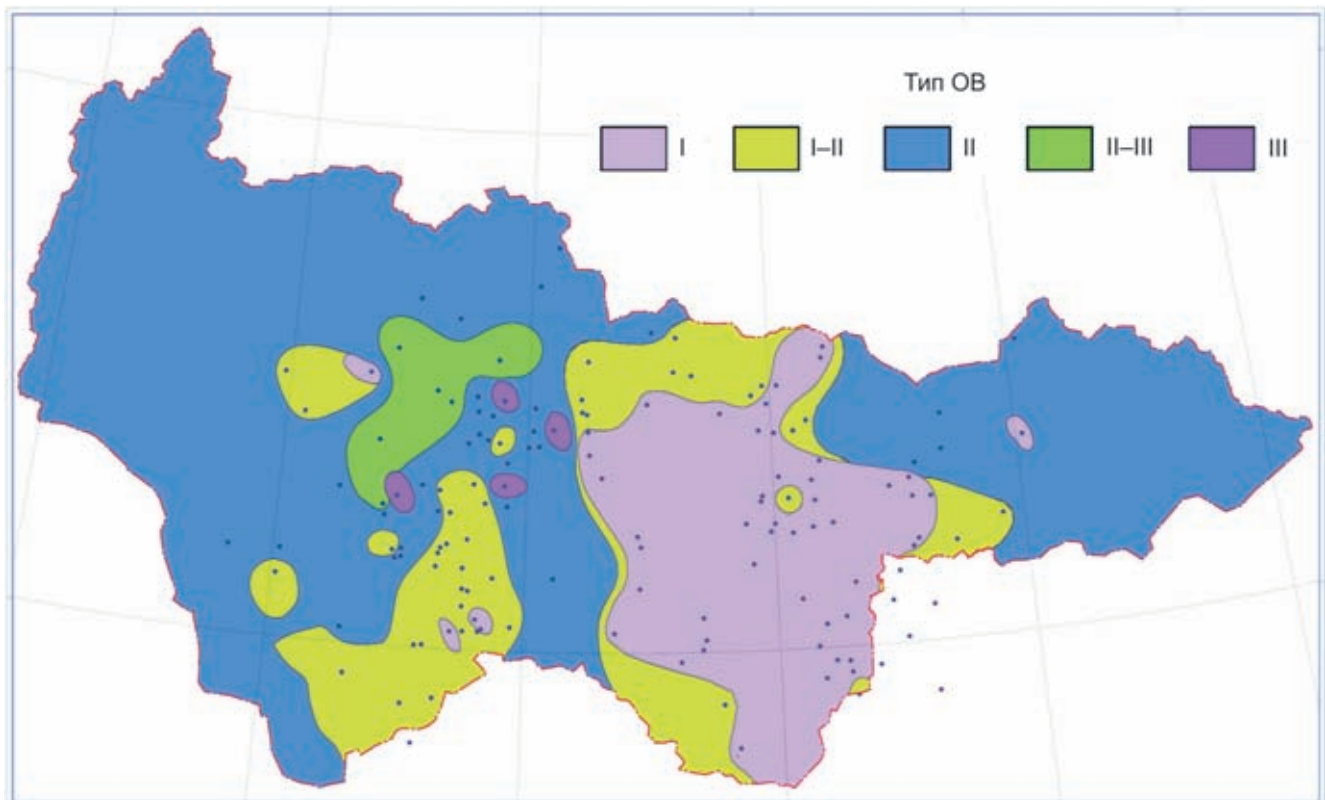


Рис. 10. Схема расположения скважин с ОВ разных типов на территории ХМАО

ным. Расположение скважин с разным типом ОВ баженовской свиты (по пиролитическому аналогу диаграммы Ван Кревелена) показано на рис. 10. Скважины с проблемными типами ОВ располагаются в зоне повышенных пластовых температур, органическое вещество в которой термически значительно более зрелое, чем на остальной территории. На диаграммах  $HI - T_{max}$  большая зрелость этого ОВ также заметна: на рис. 9 группы точек типов II–III и III смещаются по оси  $T_{max}$  к значениям  $R_0$  0,8–0,9. С другой стороны в 150–250 км к западу от этой зоны находится Висимско-Хашгортская гряда, в баженовское время, по-видимому, представлявшая собой архипелаг, наземная растительность которого могла, в принципе, поставлять в бассейн некоторое количество террагенного ОВ. Последнее могло приноситься течениями к западному и северному склонам подводной возвышенности Югорского свода и подмешиваться к обычной баженовской органике. Возможен также еще один вариант появления ОВ типа III в баженовской свите. Если приведенное заключение А. Э. Конторовича о природе керогена III типа верно, то для рассматриваемого района, расположенного относительно близко к Висимско-Хашгортской гряде, доля керогена III типа должна быть больше, чем в Среднеобской НГО, из-за близости к источникам сноса терригенного материала, тем более с учетом тенденции увеличения доли глинистого вещества в Красноленинском и Фроловском районах. Представляется, что для решения вопроса о присутствии в баженовской свите органики типа III и определении ее природы (террагенное ОВ или

аквагенное типа II, сильно окисленное) необходимы специальные палеонтологические и геохимические исследования.

В зарубежной литературе, кроме трех основных видов керогена, описан тип IIS. Он имеет высокое начальное атомное отношение Н/С и низкое О/С и образуется из автохтонного ОВ, которое накапливалось при резко восстановительных условиях в морской обстановке [19]. Сера замещает кислород в составе керогена, что приводит к ранней генерации высокосернистой нефтяной нефти [19]. Высокое содержание водорода (высокий  $HI$ ) и замещение серой кислорода (низкий  $OI$ ) обуславливает тот факт, что на псевдодиаграмме Ван Кревелена IIS керогену соответствует график эволюции керогена типа I [20]. Таким образом, если график эволюции керогена из морской материнской породы соответствует типу I на псевдодиаграмме Ван Кревелена, можно предполагать, что мы имеем дело с керогеном типа IIS [18].

Содержание серы в нефтях определяется таковым в керогене и уровнем его зрелости [19]. Поэтому для проверки гипотезы о типе керогена по данным из баланса запасов была построена схема содержания серы в нефтях из отложений от средней юры до неокома включительно. Для выборки из 3552 залежей граничные содержания серы составили 0,01 и 6,56 %.

На схеме сернистости по залежам (рис. 11) видно, что содержание серы преимущественно варьирует от 0,2 до 2,0 %. В центральной части рассматриваемой территории по изолинии 0,6 % выделяется

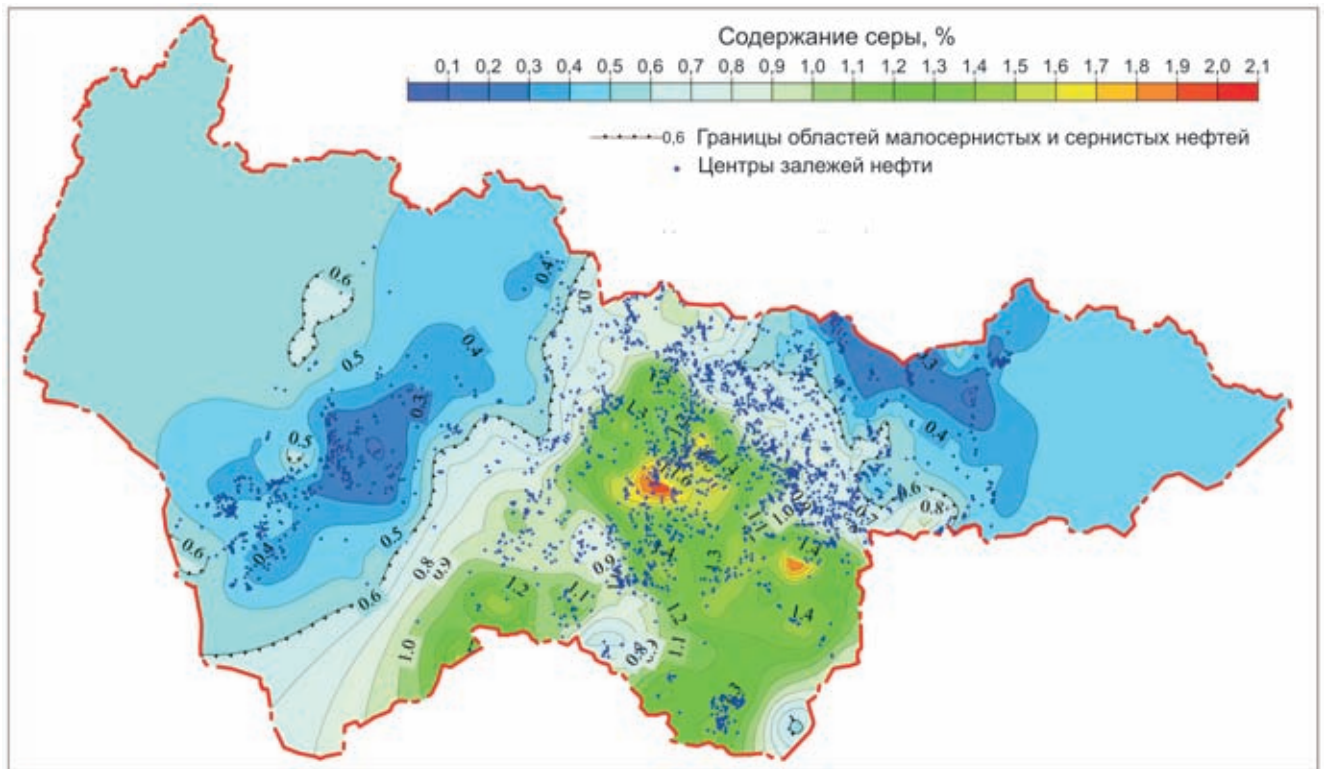


Рис. 11. Схема сернистости нефти по залежам

область, соответствующая сернистой нефти (0,61–1,80 %). На юго-западе и в центре она осложняется двумя зонами, в которых содержание серы в нефтях превышает 1,0 % и достигает 2,1 %. С запада и востока к этой области примыкают зоны со значением параметра менее 0,5 и менее 0,4 %. Распределение сернистости по площади в целом соотносится с распределением типов ОВ. Область сернистой нефти (> 0,6 %) соответствует зоне ОВ I и I+II типов, аномалии с параметром более 1,0 % – I типа. Содержание серы менее 0,6 % можно соотнести с распределением по площади ОВ II типа, менее 0,4 % в районе Краснореннинского свода и Шаимского мегавала – с зоной ОВ II–III типа.

Средневзвешенное содержание пирита практически на всей рассматриваемой территории за исключением окраинных зон, превышает 7 %, на западе и востоке выделяются две аномалии со значением параметра больше 9,0 %. Различия распределения пирита и сернистости нефтей наиболее ярко проявляется в районе Краснореннинского свода (менее 0,4 % и более 9,0 % соответственно). Снижение содержания серы в нефтях в этой зоне может быть вызвано возрастанием уровня зрелости керогена, обусловленным, в свою очередь, повышенными значениями теплового потока (> 70 мВт/м<sup>2</sup>). Снижение водородного индекса (тип ОВ II–III вместо II) также можно объяснить высокой термальностью зрелостью керогена.

Таким образом, типы ОВ I и I-II правомочно рассматривать как IIS.

**Степень трансформации ОВ.** Важнейшей характеристикой степени реализации углеводородного потенциала ОВ нефтематеринских пород является

степень (коэффициент) трансформации ОВ. Лабораторные исследования позволяют оценить современное содержание  $C_{орг}$  и его текущий (остаточный) углеводородный потенциал  $S_2$ . Для оценки ресурсов УВ, прогноза их миграции и аккумуляции необходимо знание начального (до стадии катагенетических преобразований и генерации УВ) углеводородного потенциала  $S_2^0$ . Разница начального и текущего потенциалов определяет количество углеводородов ( $g$ ), сгенерированных единицей массы породы до настоящего времени.

Величина  $S_2^0$  неизвестна. Для оценки  $g$  необходимо определить коэффициент трансформации ОВ, выражающий степень реализации исходного углеводородного потенциала:

$$K_{тр} = \frac{S_2^0 - S_2}{S_2^0} 100 \% \quad (1)$$

Через коэффициент трансформации количество сгенерированных УВ выражается формулой

$$g = S_2 \frac{K_{тр}}{100 - K_{тр}} \quad (2)$$

Вместо формулы (1) для оценки коэффициента трансформации И. В. Гончаров с сотрудниками пользуется [15] формулой Пеле, выражающей степень реализации потенциала через водородный индекс  $HI = S_2/C_{орг}$  (мг УВ/г  $C_{орг}$ ):

$$K_{тр} = \frac{HI_0 - HI}{HI_0} \frac{1200}{1200 - HI} \quad (3)$$



где  $HI_0$  и  $HI$  – начальный и современный водородные индексы, не зависящие от содержания ОВ в породе и характеризующие его качество.

Определенное значение  $HI_0$  позволяет с использованием формул (3) и (2) рассчитать  $K_{тр}$  и объем сгенерированных УВ. Оценка начального водородного индекса и коэффициента трансформации ОВ является, таким образом, очень важной задачей, необходимой для расчета объемов УВ, сгенерированных ОВ нефтематеринской толщи. Для ее решения разные исследователи предлагают различные схемы. Воспользуемся той, которую применяет И. В. Гончаров [3]. Если результаты пиролитических исследований образцов нефтематеринских пород вынести на пиролитический аналог диаграммы Ван Кревелена, то множество точек расположится вокруг (или под) гипотетической кривой, описывающей снижение генерационного потенциала ОВ определенного типа по мере роста степени его преобразованности. Аппроксимация этой кривой на уровень минимальной зрелости (до начала генерации) ОВ (выход кривой на асимптоту) позволяет оценить начальный водородный индекс  $HI_0$ . Неоднозначность процедуры аппроксимации снижается использованием зависимости  $HI_0$  от молекулярных геохимических показателей зрелости ОВ, основным из которых считается метилдибензотиофеновое отношение  $4МДБТ/1МДБТ$  [3, 5].

#### Начальный генерационный потенциал ОВ.

В связи с неоднозначностью идентификации типа ОВ рассмотрим два варианта его определения – без учета и с учетом сернистости нефти.

*Первый вариант.* Полная информация для проведения процедуры, подобной выполняемой И. В. Гончаровым, отсутствует, поэтому можно реализовать ее первую часть – оценить  $HI_0$  по измеренным данным  $HI$  в области минимальных значений термической зрелости УВ на пиролитическом аналоге диаграммы Ван Кревелена, выводя на асимптоту огибающую облака точек соответствующего типа ОВ. Для первого типа ОВ оценка  $HI_0$  получается 780–800 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ , но примем ее равной 750 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ , чтобы не завышать потенциал. Для типа ОВ I–II асимптота выходит на значения 730–750, мы примем 700 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ . Для ОВ типа II примем классическое значение  $HI_0$  600 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ . Эти значения начального водородного индекса примерно соответствуют оценкам И. В. Гончарова [3, 15] – 575–700 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ , несколько превышая их для ОВ типа I.

Для смешанного типа ОВ II–III теоретическое значение  $HI_0$  300 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ , однако текущие значения водородного индекса выше. ОВ типа III не генерирует жидкие УВ, поэтому для оценки нефтегенерационного потенциала важнее доля II типа в смешанном ОВ. Считая, что доля ОВ типа II составляет 2/3,  $HI_0$  смешанного ОВ можно оценить в 500 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ . Для ОВ типа III оценка  $HI_0$  составляет 150–200 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ , но это газогенерационный потенциал.

*Второй вариант.* В области распространения залежей с сернистой (>0,6 %) нефтью для ОВ типа IIS примем значение  $HI_0$  730 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ , на остальной территории – тип ОВ II и начальный водородный индекс 600 мг УВ на 1 г  $C_{орг}$ .

**Объемы генерации УВ.** Знание распределений по площади начального водородного индекса ОВ  $HI_0$ , текущего содержания в породе  $C_{орг}$  и значения  $S_2$  позволяет с использованием приведенных выше формул рассчитать карты коэффициента трансформации ОВ и карты плотности генерации УВ (рис. 12). Значительная дифференцированность карт обусловлена композицией изменчивости измеренных значений  $S_0$  от 18 до 86 мг УВ на 1 г породы, толщин свиты от 9 до 88 м и ступенчатым определением  $HI_0$ . Плотность генерации в области нефтеносности, выявленной на территории ХМАО, варьирует от 600 тыс. т/км<sup>2</sup> до 5–6 млн т/км<sup>2</sup>, в основном 2–3 млн т/км<sup>2</sup>.

На изучаемой территории объем сгенерированных УВ составляет 650 млрд т в первом варианте расчетов и 750 млрд т во втором.

**Геологические запасы нефти.** Часть сгенерированных углеводородов в настоящее время содержится непосредственно в породах баженовской свиты. Плотность геологических запасов нефти – это произведение пиролитического параметра  $S_1$ , объемной плотности породы и толщины битуминозных пород. Подчеркнем: именно запасов, а не ресурсов. Ресурсами обычно считается та часть УВ, содержащихся в нефтегазоносных комплексах, наличие которых обоснованно предполагается, но не доказано бурением и испытанием скважин. Породы баженовской свиты содержат УВ на всей территории ее распространения в объемах, доказанных пиролитическими исследованиями. Конечно, можно говорить о том, что расстояния между скважинами не соответствуют требуемой плотности разведочной сети, но фактом является повсеместное распространение баженовской свиты и отсутствие скважин (в указанных границах), в которых пиролитические исследования не выявляли бы содержание УВ в объемах 2–3, а на большей части территории 4–5 мг УВ на 1 г породы и более. Вероятность ошибки в оценке объемов УВ (ошибки картирования  $S_1$ , толщины свиты, плотности нефти) в среднем не превышает 0,5, следовательно, оценка объемов соответствует категории  $C_2$ . Конечно, речь идет именно о геологических запасах. Извлекаемые запасы – функция технологий разработки даже в традиционных коллекторах, тем более в низкопроницаемых породах баженовской свиты.

Плотность запасов варьирует от 50 тыс. т/км<sup>2</sup> восточнее Александровского мегавала и от 200 тыс. т/км<sup>2</sup> на границе Сергинского НГР до 600 тыс. т/км<sup>2</sup> в районе Приразломного месторождения и даже 950 тыс. т/км<sup>2</sup> севернее Салымского месторождения (рис. 13, а). Масса УВ (преимущественно жидких), содержащихся в пределах

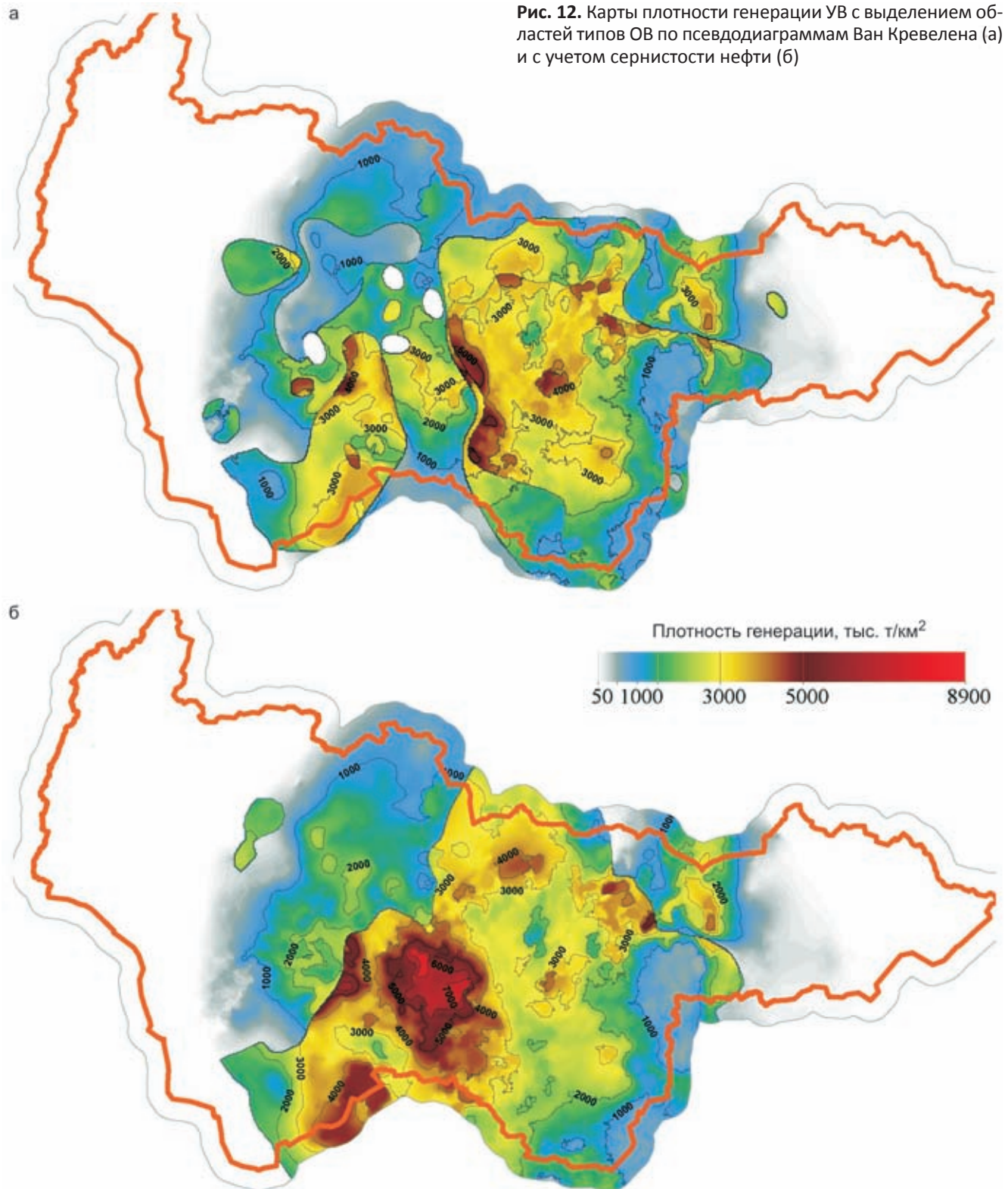


Рис. 12. Карты плотности генерации УВ с выделением областей типов ОВ по псевдодиаграммам Ван Кревелена (а) и с учетом сернистости нефти (б)

ХМАО – Югры в породах баженовской свиты, превышает 120 млрд т.

Величина запасов жидких УВ определяется измеряемым параметром  $S_1$ . Некоторые специалисты полагают [1, 9], что запасами нужно считать только ту часть УВ, которая содержится в так называемой динамической пористости и утрачивается при подъеме керн. Наша точка зрения состоит в том, что при подъеме керн утрачиваются только газообразные

УВ, жидкие остаются в керне и обнаруживаются при пиролитических исследованиях. Поэтому при оценке запасов УВ  $S_1$  должен быть увеличен на потерянную при подъеме керн газообразную часть углеводородов.

Газосодержание баженовской нефти по результатам изучения 67 глубинных проб нефти 17 залежей в области естественной продуктивности свиты колеблется от 48 до 222 м<sup>3</sup>/т, только на Камен-



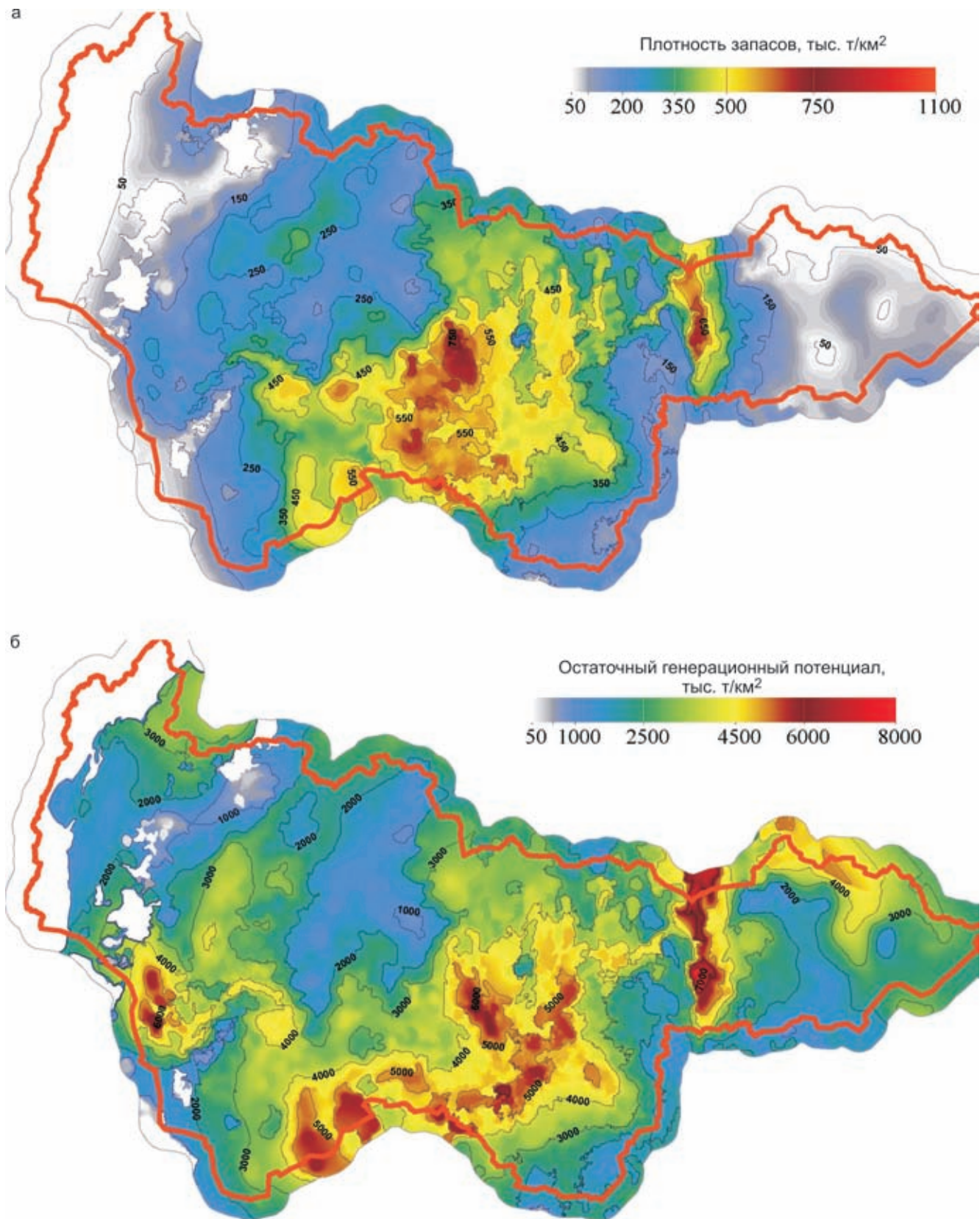


Рис. 13. Карты плотности запасов УВ (а) и остаточного генерационного потенциала (б) в породах баженовской свиты

ной площади в скв. 551 газосодержание составило в среднем по трем пробам  $387,5 \text{ м}^3/\text{т}$  при плотности нефти  $0,771 \text{ г}/\text{см}^3$ . Среднее газосодержание по всем имеющимся пробам  $158 \text{ м}^3/\text{т}$ . Плотность нефти в стандартных условиях  $0,8\text{--}0,894 \text{ г}/\text{см}^3$ , плотность газа по глубинным пробам  $0,848\text{--}1,240 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,

среднее по всем пробам  $0,831$  и  $1,062 \text{ кг}/\text{м}^3$  соответственно. Таким образом, в области естественной продуктивности свиты объем содержащихся в породах УВ ( $S_1$ ) должен быть увеличен на  $16,8 \%$  (при газосодержании  $158 \text{ м}^3/\text{т}$ ). Даже для Каменной площади при высоком газосодержании и плот-



ности газа  $1,212 \text{ г/см}^3$  повышающий коэффициент составляет 1,47. Приведенная в работе [13] оценка коэффициента (500 %) для Верхнесалымской площади вызывает сомнения. Потери свободных УВ при подъеме керна, подготовке образцов и т. п. кратно меньше, если только речь не идет о газоконденсатной залежи, что крайне маловероятно, поскольку содержание газа в нефти залежи Ю<sub>0</sub> Верхнесалымского месторождения составляет не более 335 кг газа на 1 т нефти. Возможность фазового перехода многокомпонентной высокомолекулярной углеводородной системы при существующих пластовых условиях (434 атм, 134 °С) и долю совершающих переход жидких УВ необходимо доказывать экспериментально или теоретически.

На схемах (для карт недостаточно данных) распределения по площади газового фактора, построенных по данным баланса запасов или по имеющимся глубинным пробам, среднее значение газосодержания по области естественной продуктивности баженовской свиты близко к  $150 \text{ м}^3/\text{т}$ . Следовательно, повышающий коэффициент к значению  $S_1$  должен составить 1,16. За пределами области естественной продуктивности газосодержание нужно снизить, по-видимому, до  $80 \text{ м}^3/\text{т}$ , значит, масса УВ по сравнению с оценкой  $S_1$  должна быть увеличена на 7–8 %.

Часть УВ содержится в закрытых порах, в том числе в порах, запечатанных высокомолекулярными смолистыми и асфальтовыми соединениями. Доля этих УВ, по оценкам [9], составляет  $0,14S_1$  и определяется по небольшому пику  $S_{2a}$  при пиролизических исследованиях. В соответствии с этими оценками объем запасов должен увеличиться еще примерно на 14 %.

При подсчете запасов любого участка необходимо исследовать керн пробуренных на нем скважин и уточнять оценки содержания  $C_{орг}$ , пиролизических параметров  $S_1$ ,  $S_{2a}$ , толщин свиты и составляющих ее пачек, плотности нефти и растворенного газа, содержания газа в нефти.

**Плотность остаточного генерационного потенциала** определяется произведением пиролизического параметра  $S_2$  (возможно, сниженным на 14 %), объемной плотности и толщины битуминозных пород (см. рис. 13, б). В границах перспективных земель распространения баженовской свиты в ХМАО плотность остаточного генерационного потенциала варьирует от 0,9 до 6,7 млн т/км<sup>2</sup>, остаточный потенциал составляет 1100 млрд т.

Полученные количественные оценки справедливы в рамках сформированной модели и принятых допущений. Вероятно, они правильно определяют порядок значений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алгоритмы** определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов V1 и ресурсов V2 и V3 баженовской свиты по Са-

лымской группе месторождений / С. И. Билибин, Л. В. Валова, Т. Ф. Дьяконова и др. // Геофизика. – 2015. – № 3. – С. 37–50.

2. **Баженовская** свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. А. Казаненков и др. // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика: Электронный научный журнал. – Точка доступа: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.pdf).

3. **Генерационный** потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И. В. Гончаров, С. В. Фадеева, В. В. Самойленко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 132–160.

4. **Историко-геологическое** моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.

5. **Катагенез** органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, С. В. Фадеева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 32–37.

6. **Куликова Н. К., Раевская Е. Г., Шурекова О. В.** Альгофлора в формировании органического вещества высокоуглеродистой волжско-берриаской баженовской свиты Западной Сибири // Водоросли в эволюции биосферы: матер. I палеоальгол. конф. – М.: ПИН РАН, 2013. – С. 59–62

7. **Литология**, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, Ю. Н. Занин и др. // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39, № 11. – С. 1477–1491.

8. **Лопатин Н. В., Емец Т. П.** Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 116–123.

9. **Модель** нефтесодержащих пород баженовской свиты / С. И. Билибин, Г. А. Калмыков, Д. И. Ганичев, Н. С. Балущкина // Геофизика – 2015. – № 3. – С. 5–14.

10. **Нефтегенерационные** свойства различных типов пород, слагающих верхнеюрские отложения Маслиховского месторождения / М. Ю. Зубков, В. Н. Меленевский, И. М. Кос, Н. Я. Медведев // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 152–161.

11. **Нефтегазоносность** глинистых пород Западной Сибири / И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский, А. Я. Малыхин и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.

12. **Особенности** строения баженовской свиты в центральной части Фроловской мегавпадины / В. А. Волков, Л. М. Захарова, Ю. А. Кузьмин и др. // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: Восемнадцатая науч.-практ. конф. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2015. – С. 43–60.



13. **Оценка** запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров / М. В. Дахнова, С. В. Можегова, Е. С. Назарова, И. Л. Пайзанская // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.

14. **Ровнина Л. В., Коньшев Р. А., Садовникова Т. К.** К вопросу о вещественном составе баженовской свиты Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ИГИРГИ, 1980 – С. 148–175.

15. **Самойленко В. В.** Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Томск, 2011. – 22 с.

16. **Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 503 с.

17. **Юдович Я. Э., Кетрис М. П.** Геохимия черных сланцев. – Л.: Наука, 1988. – 29 с.

18. **Dembicki H. Jr.** Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals // Bull. AAPG. – 2009. – Vol. 93, no. 3 (March). – P. 341–356.

19. **Orr W. L., White C. M.** Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels // ACS Symposium Series; American Chemical Society. – Washington, DC, 1990. – P. 1–29.

20. **Williams L. A.** Subtidal Stromatolites in Monterey Formation and Other Organic-Rich Rocks as Suggested Source Contributors to Petroleum Formation // The American Association of Petroleum Geologists. – 1984. – Vol. 68, no. 12 (December). – P. 1879–1893.

## REFERENCES

1. Bilibin S.I., Valova L.V., Dyakonova T.F., et al. [Algorithms to determine quantitative parameters and methods to evaluate mobile B1 reserves and B2 and B3 resources in the Bazhenov Formation within the Salym-skoye group of fields]. *Geofizika – Geophysics*, 2015, no. 3, pp. 37–50. (In Russ.).

2. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Kazanenkova V.A., et al. [The Bazhenov Formation as the main source of non-traditional oil in Russia]. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika – Geological Resources, Power Industry, Geopolitics*, scientific webzine, FS77-36038, p. 8. Available at: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.pdf). (In Russ.).

3. Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V., et al. [Generation potential of organic matter of the Bazhenov Formation in the south-east of West Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo – Petroleum Industry*, 2014, no. 11, pp. 132–160. (In Russ.).

4. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., et al. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modelling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.

5. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V. [Catagenesis of organic matter of the Bazhenov Formation in the south-east of West Siberia].

*Neftyanoe khozyaystvo – Petroleum Industry*, 2013, no. 10, pp. 32–37. (In Russ.).

6. Kulikova N.K., Raevskaya E.G., Shurekova O.V. [Algal flora in formation of organic matter of the high-carbonic Volgian-Berriasian Bazhenov Formation of West Siberia]. *Vodorosli v evolyutsii biosfery. Materialy I paleoal'gologicheskoy konferentsii. 25–28 fevralya 2013 g.* [Algae in evolution of biosphere. Proc. of the 1<sup>st</sup> Paleoalgal Conference, 25–28 February 2013]. Moscow, PIN RAS Publ., 2013, pp. 59–62. (In Russ.).

7. Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Zanin Yu.N., et al. [Lithology, organic geochemistry, and formation conditions of the major rock types of the Bazhenov Formation]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1998, vol. 39, no. 11, pp. 1477–1491. (In Russ.).

8. Lopatin N.V., Emets T.P. [Oil generation properties of the Bazhenov Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Region]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region]. Khanty-Mansiysk, 1999, vol. 1, pp. 116–123. (In Russ.).

9. Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. [Modelling petroleum-bearing rocks of the Bazhenov Formation]. *Geofizika – Geophysics*, 2015, no. 3, pp. 5–14. (In Russ.).

10. Zubkov M.Yu., Melenevskiy V.N., Kos I.M., Medvedev N.Ya. [Oil generation properties of different types of rocks within the Upper Jurassic deposits of the Maslikhovskoye field]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region]. Khanty-Mansiysk, 2000, vol. 1, pp. 152–161. (In Russ.).

11. Nesterov I.I., Ushatinsky I.N., Malykhin A.Ya., et al. *Neftegazonosnost' glinistykh porod Zapadnoy Sibiri* [Petroleum potential of argillaceous rocks in West Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 256 p. (In Russ.).

12. Volkov V.A., Zakharova L.M., Kuzmin Yu.A., et al. [Structural features of the Bazhenov Formation in the central part of the Frolovskaya megadepression]. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugry (Vosemnadtsataya nauchno-prakticheskaya konferentsiya)* [Concepts to unlock the petroleum and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Region – Yugra (18<sup>th</sup> Research to Practice Conference)]. Khanty-Mansiysk, 2015, vol. 1, pp. 43–60. (In Russ.).

13. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. Otsenka zapasov «slantsevoy nefti» s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov [Shale oil reserves appraisal using geochemical parameters]. *Geologia nefti i gaza – Oil and gas geology*, 2015, no. 4, pp. 55–61. (In Russ.).

14. Rovnina L.V., Konyshchev R.A., Sadovnikova T.K. [Material composition of the Bazhenov Formation of West Siberia]. *Neftenosnost' bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Petroleum potential of the Bazhenov Formation of West Siberia]. Proceedings of IGI RGI. Moscow, 1980, pp. 148–175. (In Russ.).



15. Samoylenko V.V. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri i geneticheski svyazannykh s nim flyuidov* [Geochemistry of organic matter of the Bazhenov Formation in the south-east of West Siberia and allied fluids]. Author's abstract of PhD thesis. Tomsk, 2011. 22 p. (In Russ.).
16. Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Revised and Enlarged Ed., Springer, 1984. 414 p.
17. Yudovich Ya.E., Ketris M.P. *Geokhimiya chernykh slantsev* [Geochemistry of black shales]. Leningrad, Nauka Publ., 1988. 29 p. (In Russ.).
18. Dembicki H. Jr. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG Bulletin*, 2009, vol. 93, no. 3 (March), pp. P. 341–356.
19. Orr W. L., White C. M. *Geochemistry of Sulfur in Fossil Fuels. ACS Symposium Series; American Chemical Society*. Washington, DC, 1990, pp. 1–29.
20. Williams L. A. Subtidal Stromatolites in Monterey Formation and Other Organic-Rich Rocks as Suggested Source Contributors to Petroleum Formation. *The American Association of Petroleum Geologists*, 1984, vol. 68, no. 12 (December), pp. 1879–1893.

© В. А. Волков, Е. В. Олейник,  
Е. Е. Оксенойд, А. А. Сидоров, 2016