

## Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне

И.А. Санникова<sup>1</sup>, А.В. Ступакова<sup>1</sup>, М.А. Большакова<sup>1\*</sup>, Ю.И. Галушкин<sup>1</sup>, Г.А. Калмыков<sup>1</sup>,  
Р.С. Сауткин<sup>1</sup>, А.А. Сулова<sup>1</sup>, А.Г. Калмыков<sup>1</sup>, Е.В. Козлова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

Баженовская свита как источник сланцевых углеводородов является сложным объектом изучения, поскольку скопления нефти здесь не контролируются структурным фактором. В данной статье предпринята попытка на основе результатов бассейнового моделирования выделить первоочередные геолого-геохимические параметры, влияющие на распределение нетрадиционных углеводородных скоплений, в отложениях баженовской свиты. Обозначен набор исходных геологических, литологических, петрофизических, геохимических и тепловых параметров, необходимый для анализа углеводородной системы баженовской свиты. В работе представлены результаты расчета 2D модели регионального субширотного профиля Западно-Сибирского бассейна. Проиллюстрирована калибровка геологической и тепловой моделей по пластовым температурам и давлениям, а также параметрам зрелости органического вещества – показателю отражения витринита (Ro) и  $T_{max}$  пиролиза. Проведен анализ чувствительности модели к изменению кинетического спектра деструкции керогена баженовской свиты, ориентированный на калибровку по величине выработанного водородного индекса. Предложены критерии для локализации наиболее перспективных участков баженовской сланцевой формации. На основе проделанной работы показано, что инструмент бассейнового моделирования в комплексе с результатами геолого-геохимических исследований позволяет выделять перспективные участки в пределах высокоуглеродистых формаций. Ключевыми параметрами являются катагенетическая преобразованность органического вещества, величины генерации и сорбции углеводородов, а также вероятные зоны развития аномально высоких пластовых давлений.

**Ключевые слова:** баженовская свита, бассейновое моделирование, нетрадиционные источники углеводородов, кинетические спектры, критерии продуктивности

**Для цитирования:** Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Галушкин Ю.И., Калмыков Г.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Калмыков А.Г., Козлова Е.В. (2019). Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне. Георесурсы, 21(2), с. 203-212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>

### Введение

В России значительная доля запасов сланцевой нефти и газа находится в отложениях баженовской свиты Западной Сибири (ЗС) и является трудноизвлекаемой. Для восстановления геологической истории развития и лучшего понимания путей реализации углеводородного потенциала баженовской свиты Западно-Сибирского неф-тегазоносного бассейна был применен метод бассейнового моделирования.

Для 2D моделирования был выбран региональный профиль субширотного простираения длиной около 1360 км, глубиной до 7 км. Вдоль выбранного профиля расположено 14 скважин, для которых присутствовала информация по пластовым температурам и давлениям, индикаторам зрелости ( $T_{max}$  пиролиза и Ro, %), и пиролитические параметры.

В основу интерпретации положена идея о том, что образование Западно-Сибирского мезозойского осадочного бассейна происходило на коре океанического или субокеанического типа, с последующей крайне неравномерной метаморфизацией осадочных толщ палеозойского

возраста. Фундамент здесь представлен кристаллическим основанием архей-протерозойского возраста, перекрытым палеозойским осадочным чехлом разной мощности, в пределах которого выделяются как поднятия, так и глубокие прогибы.

### Описание исходных параметров

Согласно тектонической карте (рис. 1) видно, что выбранный для моделирования профиль в западной части проходит через систему поднятий фундамента в зоне Широкого Приобья. К таким поднятиям здесь относятся Краснотенинский и Сургутский своды, где фундамент перекрыт преимущественно карбонатно-вулканогенными, реже терригенными осадочными отложениями палеозойского возраста мощностью до 1-2 км. Палеозойские отложения здесь слабо метаморфизованы, разбиты на блоки, прорваны гранитными интрузиями (Ступакова и др., 2015). Стоит отметить, что поднятия Широкого Приобья разбиты на узкие грабены, которые образовались на стадии триасового рифтогенеза. Эти грабены заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями мощностью первые сотни метров, породы не смяты в складки.

В восточной же части моделируемого профиля, в пределах зон глубокого погружения мезозойского комплекса

\* Ответственный автор: Мария Александровна Большакова  
E-mail: [m.bolshakova@oilmsu.ru](mailto:m.bolshakova@oilmsu.ru)

© 2019 Коллектив авторов

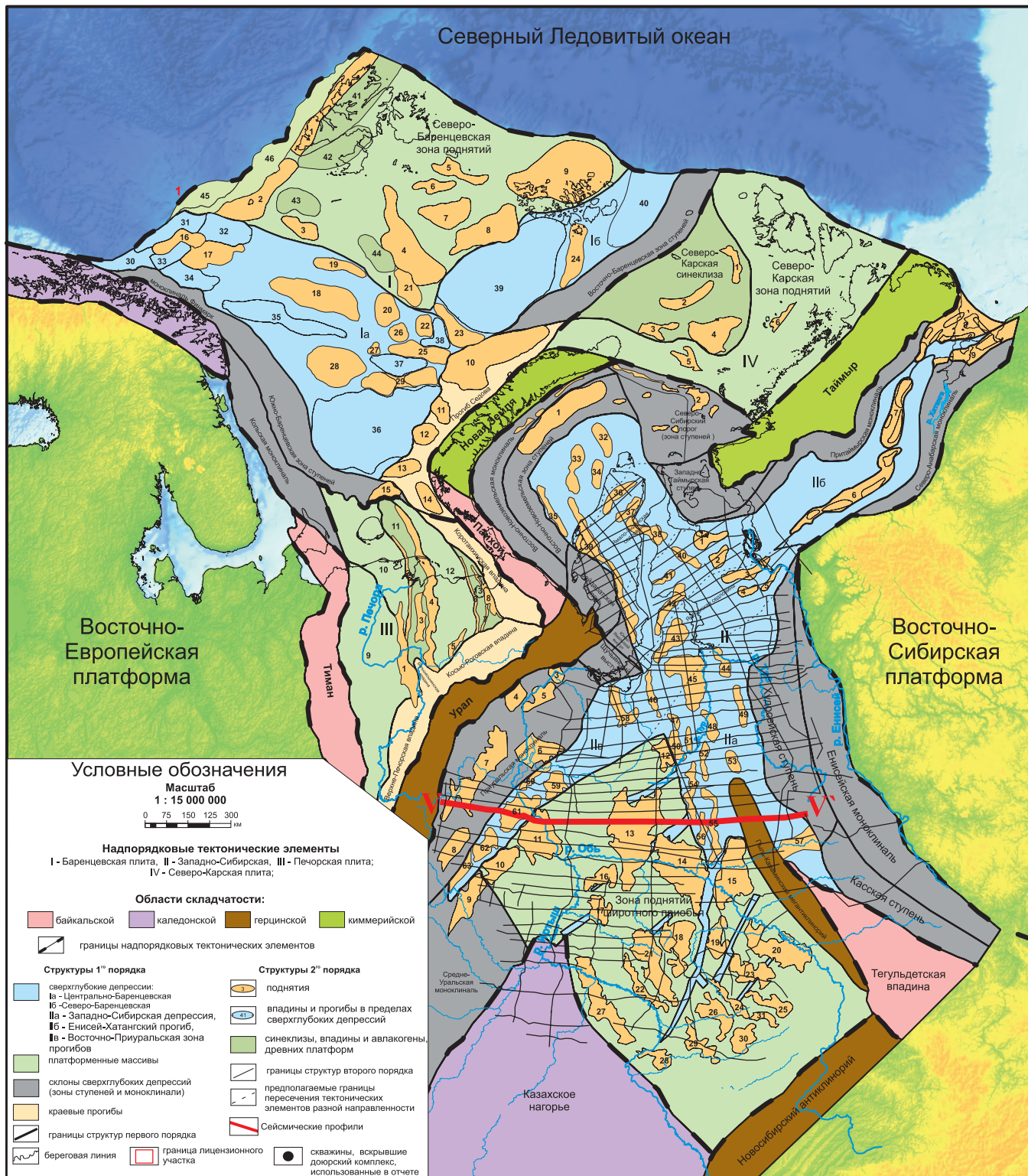


Рис. 1. Тектоническая карта с расположением линии моделируемого профиля (Ступакова и др., 2015). Тектонические элементы: 1 – Восточно-Приновоземельское поднятие; 2 – Свердрупское поднятие; 3 – Салехардский выступ; 4 – Тильтимский выступ; 5 – Хаишгорский мегавал; 6 – Чуальский выступ; 7 – Висимский мегавал; 8 – Пельмский мегавыступ; 9 – Тавдинский мегавыступ; 10 – Шаймский мегавал; 11 – Красноленский свод; 12 – Северный свод; 13 – Сургутский свод; 14 – Нижневартовский свод; 15 – Александровский мегавал; 16 – Салынский мегавал; 17 – Верхнесалынский мегавал; 18 – Каймысовский свод; 19 – Средневазганский мегавал; 20 – Парабельский мегавал; 21 – Демьянский мегавал; 22 – Пологрудовский мегавал; 23 – Путинский мегавал; 24 – Тарский мегавал; 25 – Казанский выступ; 26 – Межовский мегавал; 27 – Старосолдатский мегавал; 28 – Нижнеомский мегавал; 29 – Тебисский мегавал; 30 – Новотроицкий мегавыступ; 31 – Калганский выступ; 32 – Белоостровский мегавал; 33 – Русановский мегавал; 34 – Скуратовский мегавал; 35 – Обручевский мегавал; 36 – Северо-Ямальский вал; 37 – Средне-Ямальский вал; 38 – Тамбейский вал; 39 – Нурминский мегавал; 40 – Гыданский свод; 41 – Геофизический свод; 42 – Адерпаютинский вал; 43 – Ямбургский мегавал; 44 – Русский вал; 45 – Уренгойский мегавал; 46 – Медвежий мегавал; 47 – Ямсовейский мегавал; 48 – Пырейская мегаседловина; 49 – Русско-Чассельский вал; 50 – Губкинский вал; 51 – Таркосалинский вал; 52 – Етыпурский мегавал; 53 – Харампурский вал; 54 – Вынганурский мегавал; 55 – Тагринский мегавал; 56 – Варьеганский мегавал; 57 – Линейная мегаседловина; 58 – Ярудейский мегавал; 59 – Полуйский свод; 60 – Радомский мегавал; 61 – Сергинское куполовидное поднятие; 62 – Турсунский мегавал; 63 – Южно-Иусский мегавыступ.



проявлены инверсионные поднятия палеозойского палеобассейна в виде линейных валов. К ним можно отнести Варьеганский и Тагринский мегавалы. Эти поднятия лежат в зоне глубокого погружения кристаллического фундамента Западно-Сибирского бассейна. Под ними прогнозируются значительные мощности палеозойского комплекса – до 3–4 км, а над ними фиксируются большие мощности мезозойского комплекса отложений. Отложения палеозойского комплекса в инверсированных палеопргибах слабо дислоцированы, смяты в пологие складки и эродированы там, где они подвергались максимальной инверсии. Эти впадины впоследствии были заполнены пермско-триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями (рис. 2).

История развития осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна составлена по результатам изучения ряда палеотектонических и палеогеографических карт Сибирской нефтегазоносной провинции (Devyatov et al., 1995). Изученный материал отражает основные тектонические события и смену обстановок осадконакопления на протяжении всей истории эволюции осадочного бассейна, начиная с раннего докембрия, а также разрезов палеозойских отложений в скважинах Западно-Сибирского бассейна (Devyatov et al., 1995). Согласно выполненной интерпретации в восточном направлении блоки фундамента ступенчато погружаются. Также в истории развития региона существуют как минимум два крупных этапа структурной перестройки региона: предъюрский и постсеноманский периоды – время, когда происходило формирование линейных поднятий, валов и структур современного плана.

В доюрский период все положительные структуры были выведены на поверхность и оставались выше уровня моря, подвергаясь денудации в течение длительного периода времени. В результате, в кровле палеозойско-каменноугольных терригенно-карбонатных отложений практически повсеместно присутствует кора выветривания, выше которой залегают юрские отложения, преимущественно глинистые, сформировавшиеся в период первой региональной трансгрессии на всю территорию Западно-Сибирского бассейна (Сурков и др., 1986).

Триасовый рифтогенез и последующая постсеноманская инверсия обусловили наличие глубинных региональных разломов, прорывающих толщу осадочных пород. Наконец, значительный перерыв в осадконакоплении отмечается в пределах исследуемой территории

в олигоцен-неогеновое время, в течение которого происходил интенсивный размыв палеогеновых отложений с обнажением отложений песчаников, алевролитов, глауконитовых глин с последующим гидротит-лептохлоритовым оруденением (Devyatov et al., 1995). Мощность эрозии изменяется от 100 до 500 м, достигая максимальных значений в пределах инверсионных мегавалов. Все вышеперечисленные положения о геологическом строении и истории развития Западно-Сибирского бассейна в пределах изучаемого профиля были учтены и реализованы при построении двумерной модели.

Проинтерпретированные сейсмические данные были загружены в ПО PetroMod в качестве структурного каркаса геолого-геохимической модели. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза производилось в пределах палеозойских, мезозойских и кайнозойских стратиграфических единиц. Информация о литолого-стратиграфическом разрезе, введенная в модель, была получена из полных проинтерпретированных каротажных диаграмм по соответствующим скважинам, охватывающим широкий стратиграфический диапазон от четвертичных отложений до оксфордского яруса верхней юры.

Часть данных о составе, строении и возрасте пород (баженовская свита) была получена по имевшемуся на кафедре горючих ископаемых Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова керновому и геофизическому материалу. Лито-стратиграфическое расчленение отложений более древних, чем поздняя юра, было «восстановлено» по литературным данным о геологии данного района (Атлас «Геология и нефтегазоносность...», 2004).

Литология выделенных стратиграфических горизонтов при моделировании была задана при помощи «смешивания» в разных процентных соотношениях основных литотипов пород из литологической библиотеки PetroMod (глины, песчаники, известняки, угли и кремни на разных стадиях преобразования в диагенезе). Каждый литотип характеризуется собственным набором петрофизических и теплофизических параметров, значения которых в «литологической смеси» рассчитывались автоматически программой, исходя из процентного содержания в ней разных компонентов.

Для пород баженовской свиты литологическая «смесь», закладываемая в модель, создавалась в соответствии с результатами литологических и петрофизических исследований, выполненных на кафедре. Были

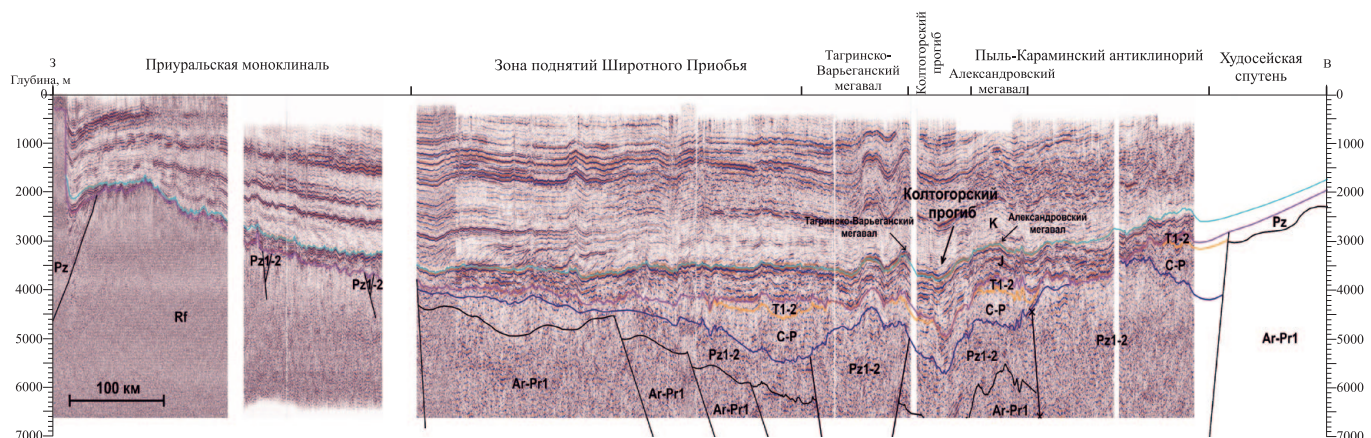


Рис. 2. Региональный сейсмогеологический профиль (расположение см. на рис. 1)

использованы оригинальные зависимости изменения фильтрационно-емкостных свойств пород баженовской свиты при их уплотнении под воздействием давления вышележащих пород ( $H(m) = -549,3 \ln(K_{п}(\%)) + 2214,2$ ).

Для анализа позднерурской углеводородной системы в Западно-Сибирском бассейне была выделена и детально изучена баженовская нефтематеринская толща, которая рассматривалась также в качестве нетрадиционного источника углеводородов. По результатам пиролитических исследований пород баженовской свиты было выявлено, что катагенетически непреобразованное ОВ баженовской нефтематеринской толщи характеризуются значениями водородного индекса (HI) около 710 мг УВ/г  $C_{opr}$ . Это осредненное значение водородного индекса непреобразованного ОВ ( $T_{max} \sim 430^{\circ}C$ ) и было принято нами за исходное. Исходное содержание органического углерода пород баженовской свиты варьирует в пределах региона исследования от 13 до 21%.

Важнейшим параметром, который закладывается в геолого-геохимическую модель, является палеоглубина моря. В пределах изучаемой территории эта величина в мезо-кайнозойское время неоднократно менялась. Так, на территории Западной Сибири при субширотном растяжении в титоне – раннем берриасе в центральной части бассейна, на месте стабильного жесткого платформенного массива обособилось мелкое спокойное море с относительно ровной морфологией дна.

Информация о палеоглубинах моря на изучаемой территории значительно отличается в различных литературных источниках. Глубины моря, внесенные в модель, были частично взяты с палеогеографических схем и карт, составленных для различных ярусов юры и мела (Конторович и др., 2013; Конторович и др., 2014). Для баженовского времени были использованы результаты палеогеографических построений, которые в настоящее время выполняются А.В. Ступаковой, А.Н. Стафеевым и Р.М. Гиляевым на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова (Стафеев и др., 2017). Согласно опубликованным данным, глубина моря в баженовское время в пределах расположения моделируемого разреза составляет не более 150 м. Малые глубины (50÷100 м) накопления высокоуглеродистой баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирского бассейна также

подтверждаются широким развитием в его разрезах штормогенных отложений (Щепетова и др., 2015).

Тепловая история региона была реконструирована с использованием информации по геологической истории развития осадочного бассейна, по современным значениям теплового потока и температурам на поверхности Земли. При расчете температурной модели использовались среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла и распределение значений теплового потока в осадочном чехле, полученные при моделировании в программе ГАЛЮ Ю.И. Галушкиным (Нефтегазоносность нижних горизонтов..., 2000). Наибольшая величина палеотеплового потока через поверхность осадочного чехла (по результатам ГАЛЮ) на профиле была характерна для территории современной Ай-Пимской площади в триасе и составляла примерно 80 мВт/м<sup>2</sup>. Остальные площади, для которых были произведены тепловые палеорекострукции, характеризуются максимальными значениями палеотепловых потоков – около 60 мВт/м<sup>2</sup> (56-58 мВт/м<sup>2</sup> на Ново-Ортыгунской и Средне-Назымской площадях, 62-64 мВт/м<sup>2</sup> на Рогожниковской площади). Наименьший палеотепловой поток на большей части данной территории отмечается в эоцене (~40 млн лет назад) и составляет 46-48 мВт/м<sup>2</sup> (на Ай-Пимской площади период с относительно низкими значениями теплового потока был более длительным – поздний мел – эоцен). Палеотемпературная история Южно-Приобской площади отличается тем, что наименьший тепловой поток (~50 мВт/м<sup>2</sup>) был характерен для этой территории в раннемеловое время.

### Калибровка бассейновой модели

Для калибровки модели были собраны данные по пластовым температурам, давлениям и показателю отражения витринита, пересчитанному из параметра  $T_{max}$  пиролитического разложения. Показатель отражения витринита был пересчитан из  $T_{max}$  пиролитического разложения образцов баженовской свиты скважин: Ай-Пимская-4008, Дружная-322, Ново-Ортыгунская-187, Южно-Ягунская-306, Рогожниковская-794, Средне-Назымская-3003 и Южно-Приобская-383, Колтогорская-2, расположенных непосредственно на профиле или вблизи него (рис. 3).

Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. По классификации

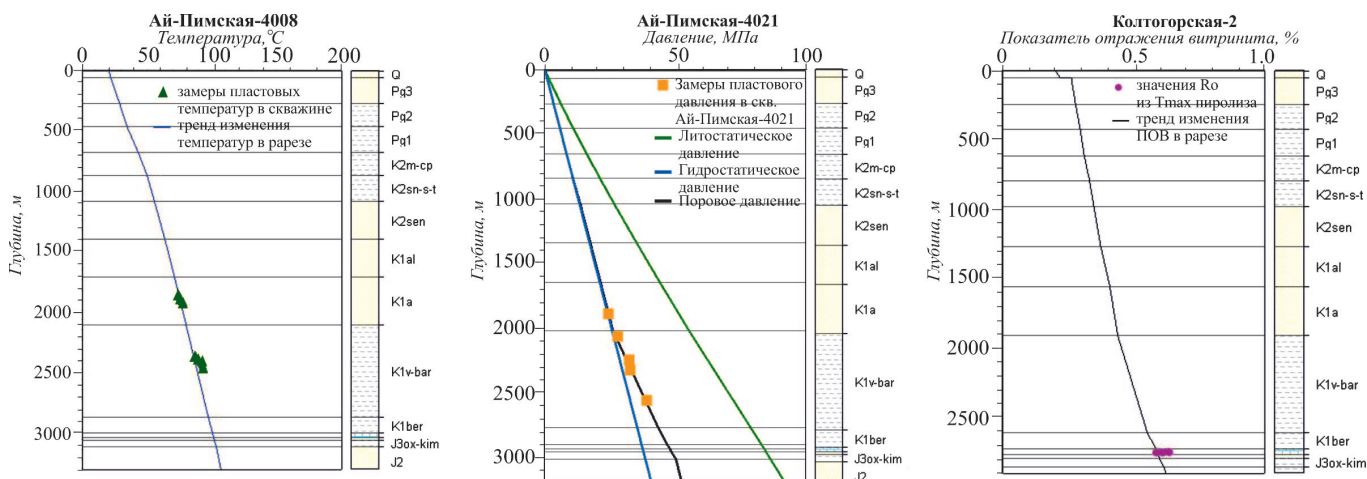


Рис. 3. Калибровка бассейновой модели 2D профиля по скважинам

Н.Б. Вассоевича границы ГЗН приходятся на градации катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>, что соответствует значениям отражательной способности витринита в масле (Ro) 0,50-1,15%. Пик нефтеобразования приходится на стадию МК<sub>2</sub> (Ro от 0,65 до 0,85%). ГЗК (кнденсатообразования) соответствует градация МК<sub>4</sub> (Ro от 1,15 до 1,55%), а ГЗГ (газообразования) – градация МК<sub>5</sub> (Ro от 1,55 до 2%) (Баженова и др., 2012).

### Результаты исследований

По результатам моделирования верхняя граница ГЗН находится на глубине от 2 до 2,5 км, преимущественно в нижнемеловых отложениях неокомского возраста.

Нижняя граница «нефтяного окна» находится на глубинах от 5 до 5,3 км. В настоящее время баженовская нефтематеринская толща (НМТ) в пределах Колтогорской, Рогожниковской и Южно-Ягунской площадей находится на градации катагенеза МК<sub>1</sub>, в пределах Ай-Пимской, Южно-Приобской, Средне-Назымской и Повховской площадей – в пределах градации МК<sub>2</sub>.

После этапа калибровки тепловых характеристик разреза и параметров зрелости ОВ для баженовской НМТ был проведен анализ чувствительности полученной модели к такой характеристике ОВ как кинетический спектр. Было проведено сравнение результатов моделирования при использовании трех вариантов кинетических спектров: двухкомпонентной кинетики из библиотеки Petromod типа Peppere&Corvi\_II (Peppere, Corvi, 1995) (рис. 4а), интегрального кинетического спектра, полученного в лаборатории Сколтеха для баженовской свиты скважины Арчинская-47 (рис. 4б), а также интегрального кинетического спектра, используемого в программе ГАЛО (рис. 4в).

### Кинетические реакции преобразования керогена

Из многочисленных работ по бассейновому моделированию известно, что восстановление кинетических спектров позволяет достоверно прогнозировать состав и количество выделяемых УВ в зависимости от истории преобразования ОВ. Применение таких спектров в бассейновом моделировании приближает модели к реальности.

Если нет возможности использовать схему деструкции ОВ, восстановленную лабораторно для моделируемой НМТ, то специалистам по бассейновому моделированию приходится привлекать органофациальные аналоги материнских свит из бассейнов, находящихся в тысячах километрах от исследуемого региона, или использовать кинетические спектры других исследователей.

В библиотеке программы Petromod представлен набор различных схем деструкции для различных типов ОВ либо с интегральным выходом УВ, либо с разделением генерируемых компонентов. Изначально нами был выбран двухкомпонентный кинетический спектр Peppere&Corvi (Peppere, Corvi, 1995), выделенный для II типа ОВ. Данный тип кинетики является универсальным для палеофациальных обстановок трансгрессии до достижения поверхности максимального затопления на внешнем шельфе (Астахов, 2016). Использование в программе восстановленного кинетического спектра (по данным Сколтеха) было обусловлено предположением о том, что такой подход значительно улучшит качество бассейнового моделирования. Анализ

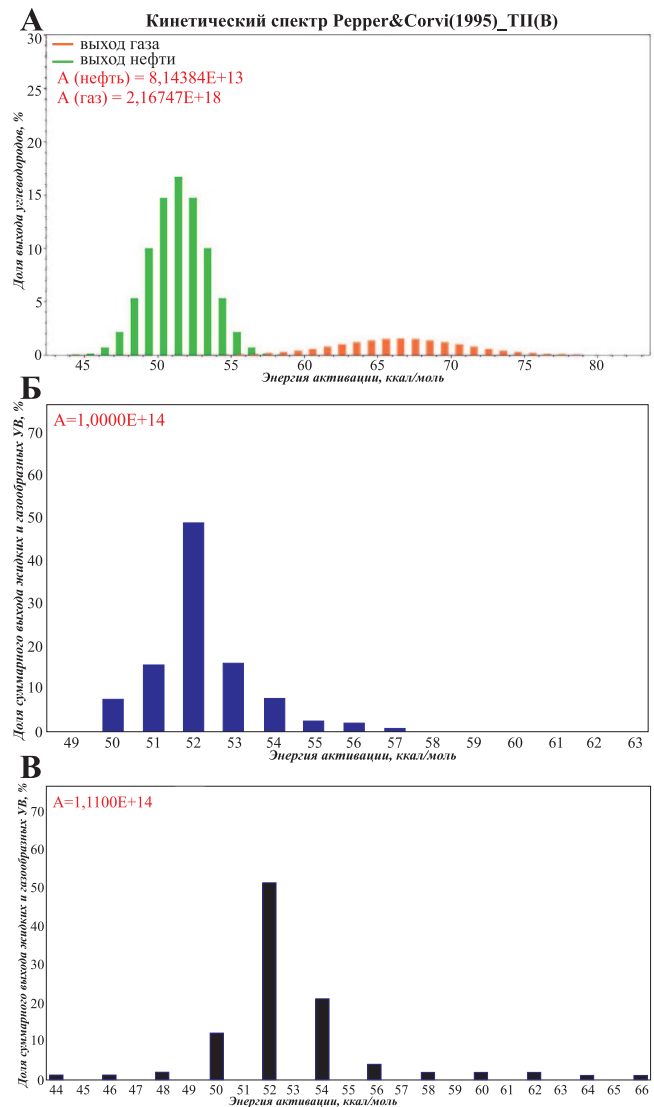


Рис. 4. Кинетические спектры керогена II типа для ОВ баженовской НМТ из: а) библиотеки Petromod; б) скв. Арчинская-47 (по данным Сколтеха); в) библиотеки ГАЛО (0.7II+0.3III)

кинетического спектра из программы ГАЛО был осуществлен с целью объяснить разницу в величине расчетной генерации при 2D моделировании в программе Petromod и 1D моделировании в программе ГАЛО (при одинаково задаваемых граничных условиях). Максимальный выход УВ для кинетического спектра Peppere&Corvi\_II соответствует энергии активации в 51,4 ккал/моль, в последних двух вариантах кинетического спектра – энергии активации 52 ккал/моль.

Для трех вариантов кинетических спектров были рассчитаны величины остаточного водородного индекса, индекса трансформации, значения  $T_{max}$  и величины генерации. Для скважин, по которым были проведены пиролитические исследования в соответствующих ячейках были сняты значения вышеперечисленных параметров. Результаты калибровки полученных результатов по трем кинетическим спектрам с реальными пиролитическими данными показаны на рисунке 5.

Красными треугольниками на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена показаны усредненные значения водородного индекса и параметра  $T_{max}$  по пиролитическим данным для восьми скважин: Рогожниковская-794, Средне-Назымская-3003, Южно-Приобская-383,



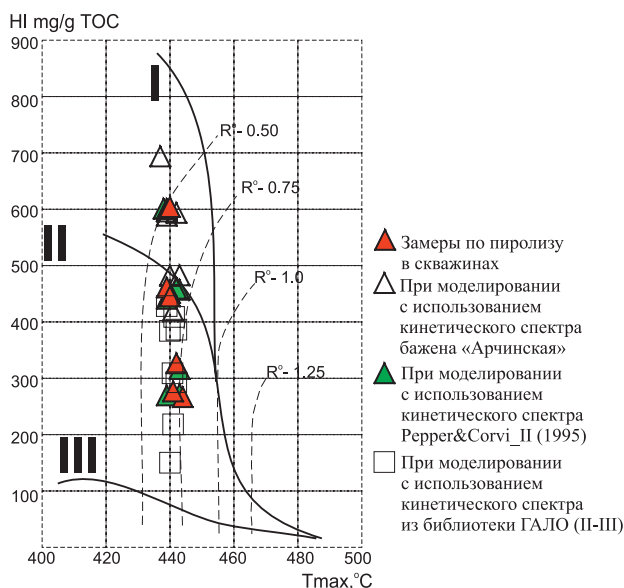


Рис. 5. Диаграмма Ван-Кревелена. Сравнение результатов моделирования при различных сценариях кинетического спектра с реальными пиролитическими данными.

Ай-Пимская-4025, Южно-Ягунская-306, Дружная-322, Ново-Ортыгунская-187 и Повховская-70. Эти точки были приняты за эталонные значения, на сходимость с которыми следует равняться. Согласно полученной диаграмме видно, что результаты моделирования (по всем трем спектрам) по степени зрелости находятся около значения  $T_{max} = 440^{\circ}\text{C}$ , что косвенно подтверждает правильность используемой тепловой модели.

Однако, наиболее корректными расчетными значениями  $HI$  и  $T_{max}$  по моделированию характеризуется модель, где в качестве спектра деструкции ОВ баженовской НМТ был использован *Pepper&Corvi\_II* (зеленые треугольники). При моделировании с использованием кинетического спектра бажена с Арчинской площади полученные значения водородного индекса по скважинам имеют завышенные показания по сравнению с реальными пиролитическими данными (белые треугольники). Скорее всего это связано с тем, что выход УВ при этом варианте деструкции ОВ начинается только с энергии активации в 50 ккал/моль, а в кинетическом спектре *Pepper&Corvi* – с 43,4 ккал/моль. Поэтому величина выработанного водородного индекса для ОВ баженовской НМТ в модели с использованием кинетического спектра с Арчинской площади меньше величины выработанного водородного индекса в модели с кинетическим спектром из библиотеки *Petromod*.

При использовании кинетического спектра из библиотеки ГАЛО величина выработанного водородного индекса оказалась больше, чем по реальным пиролитическим данным, а точки на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена смещены ниже (белые квадраты). Такое смещение можно объяснить тем, что в программе ГАЛО кероген пород баженовской свиты на рассматриваемой площади представлен смесью 70% стандартного керогена морского типа II с исходным потенциалом генерации УВ  $HI=627$  мг УВ/г  $C_{орг}$  и 30% стандартного керогена морского типа III с исходным потенциалом  $HI=160$  мг УВ/г  $C_{орг}$ . Затем данный гибридный кинетический спектр был нормирован на исходный водородный индекс 710 мг УВ/г  $C_{орг}$ , однако примесь «гумусового» ОВ сказывается

на скорости реакций преобразования керогена в УВ.

Согласно проведенной оценке, реальным геохимическим характеристикам ОВ баженовской НМТ наилучшим образом соответствует модель с использованием двухкомпонентного кинетического спектра *Pepper&Corvi\_II* (*Pepper, Corvi, 1995*) из библиотеки *Petromod*. Используя данный кинетический спектр, в дальнейшем была проведена оценка трансформации ОВ в баженовской НМТ по профилю. Степень преобразования ОВ баженовской НМТ изменяется по профилю от 0,29 до 81,3%.

## Генерация и сорбция УВ

Предварительная оценка результатов бассейнового анализа позволила обозначить наиболее явный критерий продуктивности в низкопроницаемых высокоуглеродистых отложениях – зрелость ОВ. Отложения баженовской свиты в пределах моделируемого профиля находятся в широком диапазоне градаций катагенеза ( $МК_1$ - $МК_3$ ). Известно, что наиболее обширная генерация УВ органическим веществом II типа осуществляется на градации  $МК_2$ , поэтому в качестве опорного геохимического критерия продуктивности баженовских отложений может служить наличие степени зрелости керогена от 0,65 до 1,15%.

Другим критерием для прогноза перспективных зон в баженовской высокоуглеродистой формации, выделяемым по результатам численного бассейнового моделирования, по нашему мнению, может быть сравнение величин генерации нефтяных УВ и их сорбции, отнесенных на 1 г органического углерода.

Известно, что сорбционная способность породы напрямую зависит от состава породы и содержания в ней ОВ (*Jarvie, 2012*). Поскольку в моделировании мы принимаем литологию баженовской свиты однородной, то сорбционная емкость породы зависит в таком приближении преимущественно от содержания в ней ОВ (при прочих равных).

Выполненное бассейновое моделирование учитывало сорбцию флюида на породе (сорбционная способность была рассчитана ПО). По результатам пиролитических исследований и бассейнового моделирования для скважин, использованных для калибровки модели, были построены гистограммы, отражающие величины генерации и сорбции ОВ баженовской НМТ (рис. 6).

Видно, что для скважин, дающих приток УВ из бажена величина генерации значительно (более чем в 2,5 раза) превышает сорбцию. Мы считаем, что это может являться критерием выделения потенциально перспективных участков баженовской свиты, особенно в случае, когда в разрезе баженовской толщи встречаются радиоляритовые прослои, выполняющие роль резервуара, либо в случае, когда баженовская НМТ не сопряжена непосредственно с традиционным коллектором (флюиду некуда эмигрировать).

На рисунке 7 показаны участки распространения пород баженовской свиты, на которых величина расчетной генерации превышает расчетную сорбцию в 2,5 и более раз.

Видно, что в зону, где генерация значительно превышает сорбцию, попадают четыре скважины, отмеченные на профиле. Для скважин Ай-Пимская и Средне-Назымская предлагаемый критерий подтвержден полученными из

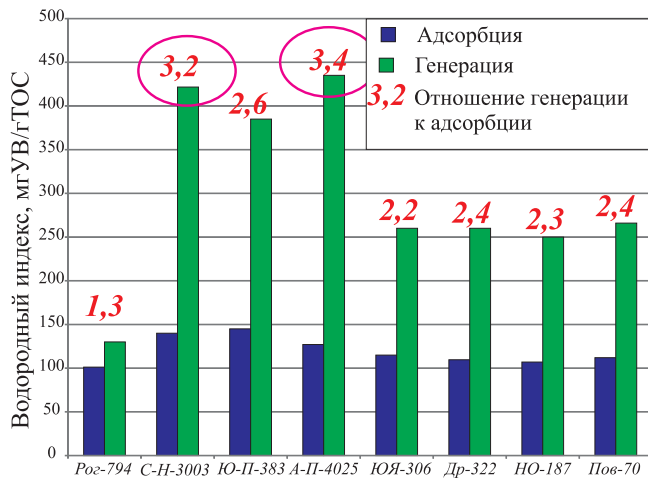


Рис. 6. Значения величин генерации и адсорбции УВ породами баженовской свиты, полученные методом бассейнового моделирования

них притоками нефти, скважина Южно-Приобская находится более чем в 100 км от профиля, и здесь приведена ее проекция на профиль, поэтому отсутствие в ней притоков не обязательно свидетельствует о неправомерности предлагаемого критерия. Скважина Биттемская-25 расположена в 40 км от профиля, информации о наличии или отсутствии в ней притоков нефти у нас нет.

### Анализ зон аномально высоких пластовых давлений

Кроме вышесказанного, бассейновое моделирование – хороший инструмент для оценки пластового давления. И может использоваться для выявления зон с повышенными пластовыми давлениями. Повышенные пластовые давления – это пластовые давления, превышающие гидростатическое давление на заданной глубине. Механизм возникновения повышенных пластовых давлений может быть различным. Основной характеристикой аномально высоких пластовых давлений (АВПД) является

коэффициент аномальности ( $K_{ан}$ ). Коэффициент аномальности – отношение пластового давления ( $P_{пл}$ ) к условному гидростатическому давлению ( $P_{гидр}$ ), определенное для данной глубины замера (величина безразмерная). АВПД отвечает условиям:  $P_{пл}/P_{гидр} \geq 1,3$ , а повышенные пластовые давления отвечают условиям:  $1,3 \geq P_{пл}/P_{гидр} \geq 1,1$  (Фенин, 2010).

Модель была откалибрована по нескольким замерам величин пластового давления. Затем был проведен расчет модели, и получены результаты по величине порового давления в баженовских отложениях.

На рисунке 8 показана разница между пластовым давлением и гидростатическим в породах баженовской свиты по профилю. Ниже разреза на графике пунктирными линиями отображены изменения величин пластового (черный пунктир) и гидростатического (голубой пунктир) давлений. Красной кривой на графике показан коэффициент аномальности (его шкала на графике справа). Овалами на графике и профиле отмечены зоны, где  $K_{ан} \geq 1,3$ , то есть можно говорить об АВПД в породах баженовской свиты. Видно, что баженовская свита характеризуется повышенными пластовыми давлениями практически по всему моделируемому профилю. Зон развития АВПД много и они могут служить критерием продуктивности пород баженовской свиты, так как предполагаемый механизм развития АВПД в баженовской свите – возникновение дополнительного давления, связанного с генерацией УВ баженовской НМТ и затрудненностью их эмиграции.

Таким образом, бассейновое моделирование позволяет прогнозировать перспективные участки в баженовской сланцевой формации по следующим параметрам:

- 1) Катагенетическая зрелость керогена баженовской свиты не ниже градации катагенеза МК<sub>2</sub>;
- 2) Значительные объемы генерации углеводородов баженовской свитой и их превышение над величиной адсорбции (в 2,5 и более раз);
- 3) Зоны развития АВПД (превышение порового давления над гидростатическим в 1,3 и более раз).

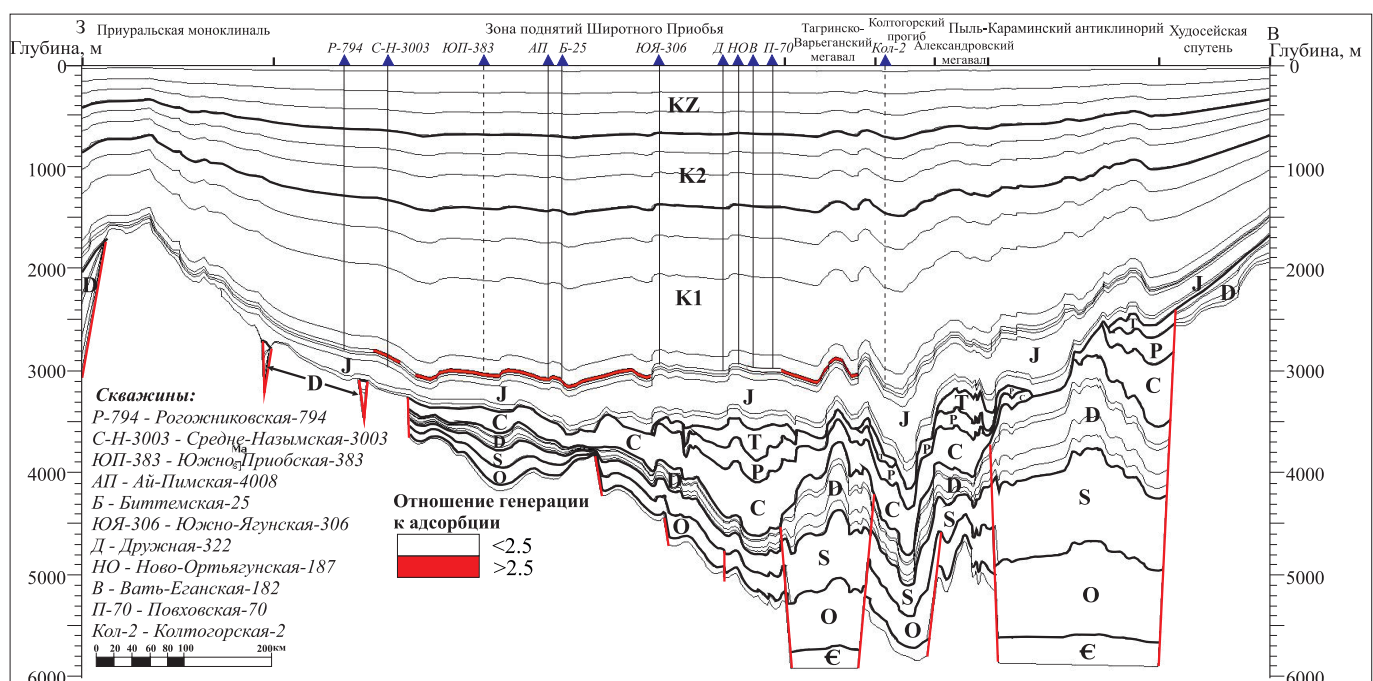


Рис. 7. Распределение по профилю расчетной величины отношения генерации к сорбции УВ породами баженовской свиты

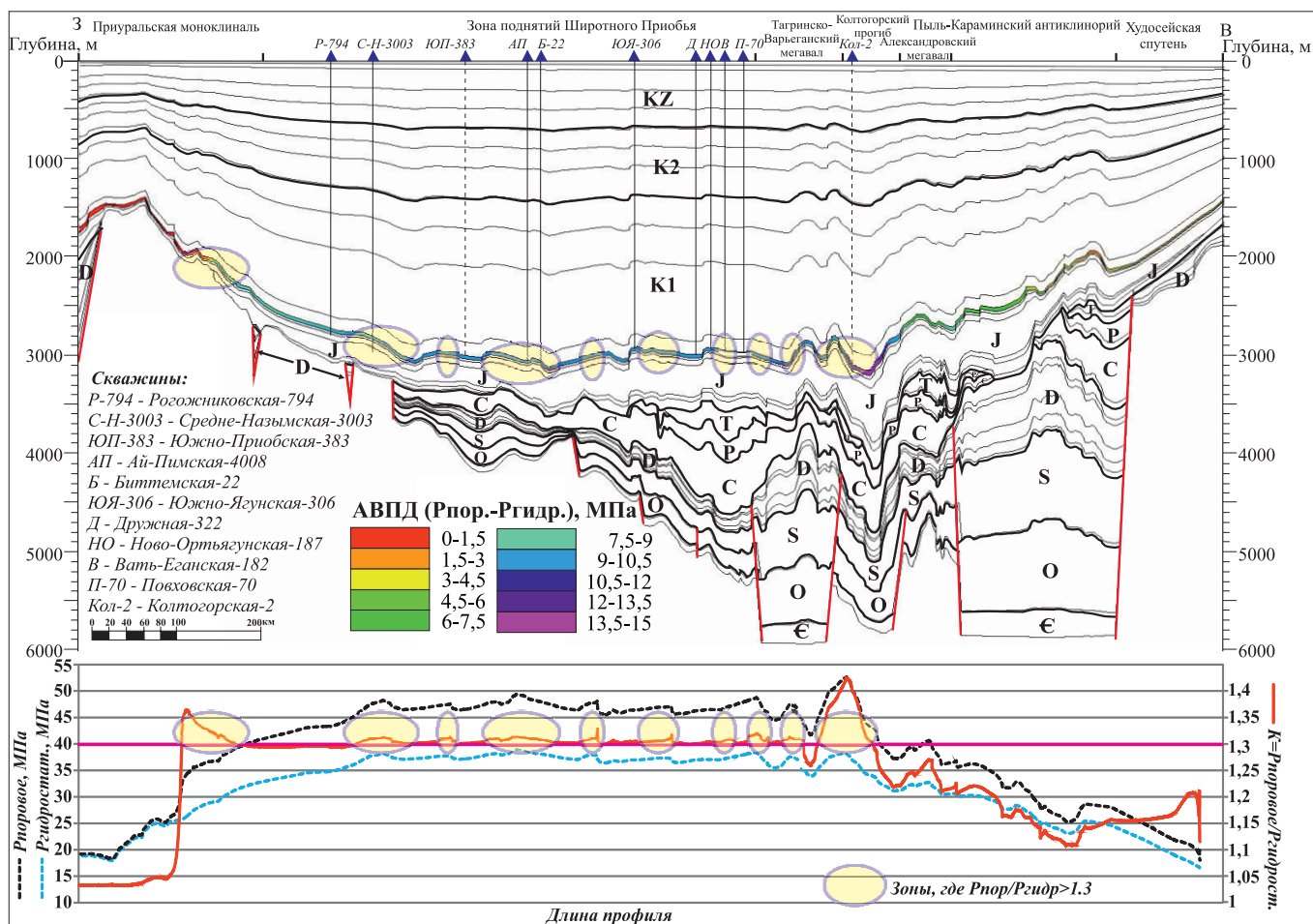


Рис. 8. Распределение пластовых давлений по профилю, зоны развития АВПД

## Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

## Литература

- Астахов С.М. (2016). Кинетические спектры реакций преобразования органического вещества нефтегазоматеринских отложений. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(1). DOI: 10.17353/2070-5379/5\_2016
- Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» (2004). Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 148 с.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М: Издательство Московского университета, 432 с.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5-6), с. 745-776.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972-1012.
- Нефтегазоносность нижних горизонтов юры, кровли палеозойского комплекса и баженовской свиты на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» по данным органической геохимии (2000). Рук. Маврин М.Я.; исполн.: Лопатин Н.В. и др. Отчет по договору № 335 от 10.06.99М., 235 с.
- Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Сулова А.А., Гиляев Р.М. (2017). Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность

баженовского горизонта (титон – нижний берриас) Западной Сибири. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 134-143.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирихина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 2, с. 63-76.

Сурков В.С. и др. (1995). Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М: Недра. 149 с.

Фенин Г.И. (2010). Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5.

Щепетова Е.В., Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю., Немова В.Д. (2015). «Рыбные» темпеститы в углеродистых отложениях баженовского горизонта и палеобатиметрия баженовского моря Западной Сибири. Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VI Всероссийское совещание: научные материалы. Махачкала: АЛЕФ, с. 320-324.

Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. et al. (1995). Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia. *SNIGGIMS*, Petroconsultants.

Jarvie D.M. (2012). Components and Processes affecting producibility and commerciality of shale oil resource systems: *HGS Applied Geoscience Conference*, Houston, Texas.

Pepper A.S. & Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291-319.

## Сведения об авторах

Ирина Алексеевна Санникова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых  
 Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
 Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1



*Антонина Васильевна Ступакова* – доктор геол.-мин. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Мария Александровна Болшакова* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1  
E-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

*Юрий Иванович Галушкин* – доктор тех. наук, ведущий научный сотрудник Научно-учебного музея земледелия Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Георгий Александрович Калмыков* – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Роман Сергеевич Сауткин* – старший научный сотрудник, кандидат геол.-мин. наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Анна Анатольевна Сулова* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Антон Георгиевич Калмыков* – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Елена Владимировна Козлова* – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Центра добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий  
Россия, 143026, Москва, ул. Нобеля, д. 3, территория Инновационного Центра «Сколково»

Статья поступила в редакцию 19.03.2019;  
Принята к публикации 22.04.2019; Опубликована 20.05.2019

IN ENGLISH

## Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov formation in the West Siberian basin

*I.A. Sannikova<sup>1</sup>, A.V. Stoupakova<sup>1</sup>, M.A. Bolshakova<sup>1\*</sup>, Yu.I. Galushkin<sup>1</sup>, G.A. Kalmykov<sup>1</sup>, R.S. Sautkin<sup>1</sup>, A.A. Suslova<sup>1</sup>, A.G. Kalmykov<sup>1</sup>, E.V. Kozlova<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Maria A. Bolshakova, e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

**Abstract.** The Bazhenov formation is a source of unconventional hydrocarbons and a complex object of study. Oil accumulations in the Bazhenov formation are not controlled by the structural factor. In this article, based on the results of basin modeling, the priority geological and geochemical parameters that affect the distribution of unconventional hydrocarbon accumulations in the sediments of the Bazhenov formation are identified. The article describes the initial geological, lithological, petrophysical, geochemical and thermal parameters necessary for the analysis of the hydrocarbon system of the Bazhenov formation. The paper presents the results of calculating a 2D model of a regional sublatitudinal profile of the West Siberian basin. The calibration of geological and thermal models based on the data on reservoir temperatures and pressures, as well as on the vitrinite reflectance (Ro) and Tmax pyrolysis is illustrated. The analysis of the sensitivity of the model to changes in the kinetic spectrum of kerogen destruction of the Bazhenov formation has been carried out. Criteria for localization of the most promising areas of the Bazhenov shale formation are proposed. On the basis of the work done, it was shown that the basin modeling tool in combination with the results of geological and geochemical studies allows us to distinguish promising areas within bituminous formations. The key parameters are

maturity of organic matter, the amount of generation and adsorption of hydrocarbons, as well as overpressure zones.

**Keywords:** Bazhenov formation, basin modeling, unconventional resources, kinetic spectra, productivity criteria

**Recommended citation:** Sannikova I.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Galushkin Yu.I., Kalmykov G.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. (2019). Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov Formation in the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 203-212. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>

### References

- Astakhov S.M. (2016). Chemical kinetics of organic matter transformation of petroleum source rocks. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 11(1). (In Russ.) DOI: 10.17353/2070-5379/5\_2016
- Atlas "Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. (2004). Ed. E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova, V.G. Eliseev, V.I. Karasev, A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, E.A. Teplyakov, F.Z. Khafizov, A.V. Shpil'man, V.M. Yuzhakova. Ekaterinburg: «IzdatNaukaServis» Publ., 148 p. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2012). *Geologiya i geokhimiya nefi i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]*. Moscow: Moscow University Press, 432p. (In Russ.)
- Devyatov V.P., Grigor'yev N.V., Gurari F.G., Kazakov A.M. et al. (1995). Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon

Provinces of Siberia. *SNIGGIMS*, Petroconsultants. (In Russ.)

Fenin G.I. (2010). Abnormal reservoir pressure in areas of hydrocarbon accumulation of oil and gas basins. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 5. (In Russ.) [http://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2010.pdf)

Jarvie D.M. (2012). Components and Processes affecting producibility and commerciality of shale oil resource systems: *HGS Applied Geoscience Conference*, Houston, Texas.

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. (2014). Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 55(5-6), pp. 745-776. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 972-1012. (In Russ.)

Neftegazonosnost' nizhnikh gorizontov yury, krovli paleozoiskogo kompleksa i bazhenovskoi svity na territorii deyatelnosti TPP «Kogalymneftegaz» po dannym organicheskoi geokhimii [The oil and gas bearing of the lower horizons of the Jurassic, the roof of the Paleozoic complex and the Bazhenov Formation in the territory of the Kogalymneftegaz activity]. (2000). Ed. Mavrin M.Ya., Lopatin N.V. et al. Report. Moscow, 235 p. (In Russ.)

Pepper A.S. & Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291-319.

Shchepetova E.V., Panchenko I.V., Baraboshkin E.Yu., Nemova V.D. (2015). "Fish" tempestites in carbon deposits of the Bazhenov horizon and paleobatimetry of the Bazhenov sea in Western Siberia. *Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii. VI Vserossiiskoe soveshchanie: nauchnye materialy* [Proc. VI All-Russian meeting: The Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography]. Makhachkala: ALEF, pp. 320-324. (In Russ.)

Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Gilaev R.M. (2017). Conditions of sedimentation and paleogeographic zoning of the Bazhenov horizon (Tithon-Lower Berrias) in West Siberia. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 134-143. (In Russ.) DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.14>

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 63-76. (In Russ.)

Surkov V.S. et al. (1995). Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoi kory Zapadno-Sibirskoi plity [Megacomplexes and deep structure of the Earth's crust of the West Siberian Plate]. Moscow: Nedra, 149 p. (In Russ.)

### About the Authors

**Irina A. Sannikova** – PhD student, Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Antonina V. Stoupakova** – Director of the Advanced Petroleum Institute, DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Maria A. Bolshakova** – Senior Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation  
E-mail: [m.bolshakova@oilmsu.ru](mailto:m.bolshakova@oilmsu.ru)

**Yurii I. Galushkin** – DSc (Engineering), Leading Researcher, Scientific-Educational Museum of Earth science  
Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Georgii A. Kalmykov** – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Roman S. Sautkin** – Senior Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Anna A. Suslova** – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Anton G. Kalmykov** – PhD (Chemistry), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Elena V. Kozlova** – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Hydrocarbons Production Centre

Skolkovo Institute of Science and Technology  
3, Nobel st., Moscow, 143026, Russian Federation

*Manuscript received 19 March 2019;*

*Accepted 22 April 2019;*

*Published 20 May 2019*