

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 03.05.2024 г.

Принята к публикации 12.08.2024 г.

EDN: LOTELT

УДК 552.578.2.061.32(571.121)

**Язикова С.А., Дешин А.А.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, yazikovasa@ipgg.sbras.ru

## **ОЦЕНКА МАСШТАБОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В БАЖЕНОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*На основе интерпретации данных каротажа 48 скважин и структурных построений сформирована структурно-литологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. С использованием одномерного бассейнового моделирования и оценки значений теплового потока в скважинах построена схема распределения плотности теплового потока через основание осадочного чехла. Обоснованы геохимические параметры баженовской нефтегазопроизводящей толщи на севере Западной Сибири. Приведены схемы распределения плотности генерации жидких и газообразных углеводородов.*

**Ключевые слова:** генерация углеводородов, баженовский горизонт, бассейновое моделирование, Западная Сибирь.

---

**Для цитирования:** Язикова С.А., Дешин А.А. Оценка масштабов генерации углеводородов в баженовском горизонте на севере Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №3. - [https://www.ngtp.ru/rub/2024/20\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/20_2024.html) EDN: LOTELT

---

### **Введение**

Современные тенденции постепенно смещают центры поисков, разведки и разработки углеводородного (УВ) сырья из центральных в северные районы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП). В связи с этим их изучение является одним из приоритетных направлений геологоразведочных работ последних десятилетий.

По сложившимся представлениям ([Конторович, 1976; Конторович и др., 2013] и др.) основной нефтегазопроизводящей толщей на территории ЗСНГП является баженовская свита и ее временные аналоги. В северных районах баженовская свита замещается на верхние части яновстанской и гольчихинской свит [Рыжкова и др., 2018]. Согласно современным представлениям [Конторович и др., 2009; Фомин, Конторович, Красавчиков, 2001; Фомин, 2011], катагенетическая зрелость органического вещества (ОВ) баженовской свиты в северных частях Западной Сибири соответствует главной зоне нефтеобразования (ГЗН), а в наиболее погруженных частях – главной зоне газообразования (ГЗГ). Локализация залежей нефти и газа в значительной мере определяется расположением очагов генерации УВ и историей формирования ловушек. Поэтому представляется целесообразным выполнить реконструкцию масштабов и динамики генерации УВ в баженовской нефтегазопроизводящей толще (НППТ)

на территории северных районов ЗСНГП. Дополнительным основанием для постановки таких работ являются новые данные по генерационным характеристикам ОВ [Дешин и др., 2022].

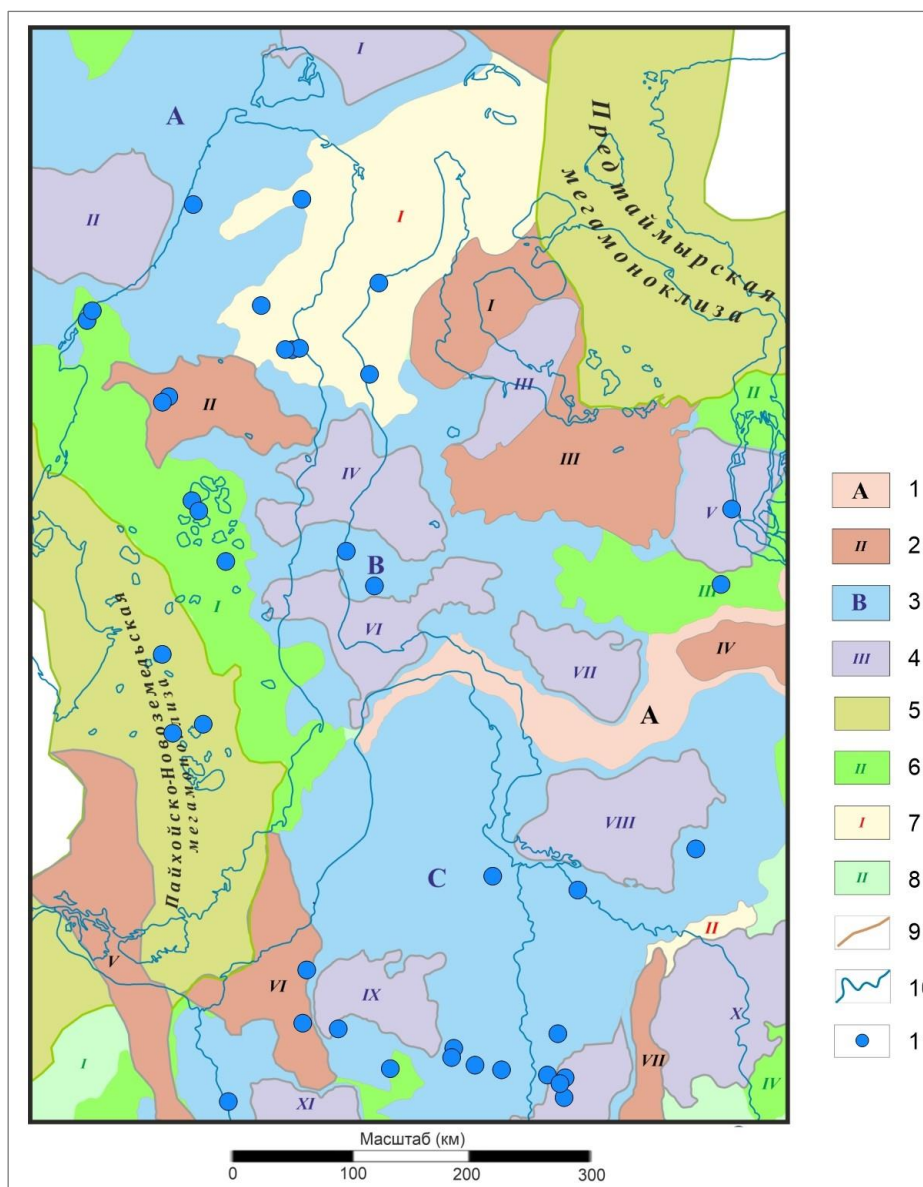
Таким образом, **целью данной статьи** является реконструкция истории и масштабов генерации УВ ОВ баженовской НГПТ на севере Западно-Сибирского мегабассейна. **Объект исследования** – баженовская НГПТ и осадочный чехол севера Западной Сибири.

Изучаемый район охватывает территорию полуостровов Ямал и Гыдан и смежные районы. В тектоническом отношении на исследуемой территории выделено 4 надпорядковых структуры – отрицательные: Карская мегасинеклиза, Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, Большехетская мегасинеклиза; положительная - Мессояхская наклонная гряда. С северо-востока и запада их ограничивают мегамоноклизы Внешнего пояса – Предтаймырская и Пайхойско-Новоземельская мегамоноклиза [Конторович и др., 2001]. С позиций нефтегазогеологического районирования территория исследования охватывает Гыданскую, Ямальскую, северные районы Фроловской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской и западную часть Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Границы отображены на рис. 1.

### Методика моделирования

Один из базовых элементов современной методики оценки перспектив нефтегазоносности - историко-геологическое (бассейновое) моделирование. Данная методика позволяет выполнить численную реконструкцию истории формирования и развития осадочного чехла, в том числе процессов погружения и уплотнения осадков, генерации, миграции и аккумуляции УВ. Бассейновое моделирование неоднократно применялось для восстановления истории генерации УВ на севере Западной Сибири на территориях частично совпадающих и смежных с районом исследований: в западной части Енисей-Хатангского прогиба [Сафронов и др., 2011]; в акватории Карского моря [Конторович и др., 2013; Ступакова и др., 2014; Малышева и др., 2011]; на территории п-ова Гыдан и восточной части п-ова Ямал [Дешин, Сафронов, Бурштейн, 2017; Дешин, 2020; Дешин, Бурштейн, 2018; Deshin, Safronov, Burshtein, 2018; Афанасенков и др., 2018]; в пределах Большехетской мегасинеклизы [Богданов и др., 2017; Мусихин, Шуваев, 2014; Сафронов, Дешин, 2020].

Теоретические основы реконструкции процессов нефтегазообразования заложены в работах ([Вассоевич, 1967; Вассоевич, Соколов, 1980; Конторович, 1964, 1970, 1976; Tissot, Welte, 1984] и др.). Детальное описание современных методических основ бассейнового моделирования приведено в работах отечественных и зарубежных авторов ([Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; Makhous, Galushkin, 2005; Welte, Horsfield, Baker, 1997] и др.).



**Рис. 1. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского осадочного чехла территории исследования [Конторович и др., 2001]**

*Положительные тектонические элементы: 1 - надпорядковые, 0 порядка; 2 - I порядка; отрицательные тектонические элементы: 3 - надпорядковые, 0 порядка; 4 - I порядка; 5 - мегамоноклизы Внешнего пояса; 6 - мега-, мезо-, моноклинали Ямало-Карской депрессии; 7 - мега-, мезо-, седловины; 8 - мега-, мезо-, моноклинали Обской ступени; 9 - границы надпорядковых структур; 10 - береговая линия; 11 - скважины. Положительные тектонические элементы: надпорядковые: А - Мессояхская наклонная гряда. I порядка: I - Северо-Гыданский мегавыступ; II - Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; III - Гыданский мегавыступ; IV - Усть-Портовский мегавыступ; V - Ярудейский мегавыступ; VI - Медвежье-Нугинский наклонный мегавал; VII - Часельский наклонный мегавал. Отрицательные тектонические элементы: надпорядковые: А - Карская мегасинеклиза; В - Антипаютинско-Тадобияхинская мегасинеклиза; С - Большехетская мегасинеклиза. I порядка: I - Центрально-Карская мегавпадина; II - Южно-Карская мегавпадина; III - Среднегыданский мегаврез; IV - Тадобияхинский мегапрогиб; V - Енисейская мегавпадина; VI - Яптиксалинская мегавпадина; VII - Восточно-Антипаютинская мегавпадина; VIII - Северо-Тазовская мегавпадина; IX - Нерутинская мегавпадина; X - Тазовский структурный мегазалив; XI - Верхнетанловская мегавпадина. Промежуточные тектонические элементы: мега-, мезо-, седловины: I - Южно-Карская мегаседловина; II - Северо-Часельская мегаседловина. Мега-, мезо-, моноклинали Ямало-Карской депрессии: I - Восточно-Пайхойская моноклиза; II - Южно-Таймырская мегамоноклираль; III - Северо-Мессояхская мегамоноклираль; IV - Восточно-Тазовская мезомоноклираль. Мега-, мезо-, моноклинали Обской ступени: I - Красноленинская мегамоноклиза.*

Для построения бассейновой модели используют данные о геологии осадочного чехла, термической истории бассейна и геохимические параметры НГПТ. Геологическая основа модели формируется на базе структурных карт, распределения литологических типов пород в разрезе, сведений о размывах и др. Масштабы прогресса осадочного чехла зависят от плотности теплового потока, среднегодовых палеотемператур на поверхности осадков и теплофизических характеристик пород. Калибровка температурной модели выполняется путем сопоставления расчетных данных с показателями зрелости  $OB - T_{max}$  (температуры второго пиролитического максимума  $S_2$ ) и  $R^o$  (отражательной способности витринита). Характеристика нефтегазоматеринских толщ основывается на следующих параметрах – начальное содержание органического углерода -  $C_{org}$  в отложениях НГПТ, водородный индекс (HI) и кинетические параметры керогена. Под кинетическими параметрами понимают распределение HI по энергиям активации и частотный фактор.

### Структурно-литологическая модель

Построение трехмерной модели (3D) территории исследования проводилось в программном комплексе Temis (Veisip Franlab) с учетом сетки скважин (см. рис. 1), для которых выполнено одномерное бассейновое моделирование. Площадь модельного полигона - около 600 тыс. км<sup>2</sup>, размер сеточной модели - 320×466 ячеек, длина стороны ячейки по горизонтали - 2 км. Структурно-стратиграфическое расчленение разреза включает в себя 22 слоя (табл. 1). Верхняя граница соответствует поверхности современного рельефа, нижняя – подошве осадочного чехла. Таким образом, модель охватывает разрез мезозойской-кайнозойского осадочного чехла изучаемой территории, исключая только триасовые вулканогенно-осадочные толщи. Возраст отдельных стратиграфических комплексов принят в соответствии с Международной стратиграфической шкалой (ICS 2023/09).

Структурный каркас модели построен на основании структурных карт по поверхностям отражающих горизонтов, глинистых покровов, региональных резервуаров, поверхностей региональных клиноформ. Карты (сеточные модели) увязаны между собой, т.е. не пересекаются, но могут сходить в одну поверхность. Толщины слоев определялись вычитанием структурных поверхностей, ограничивающих слой.

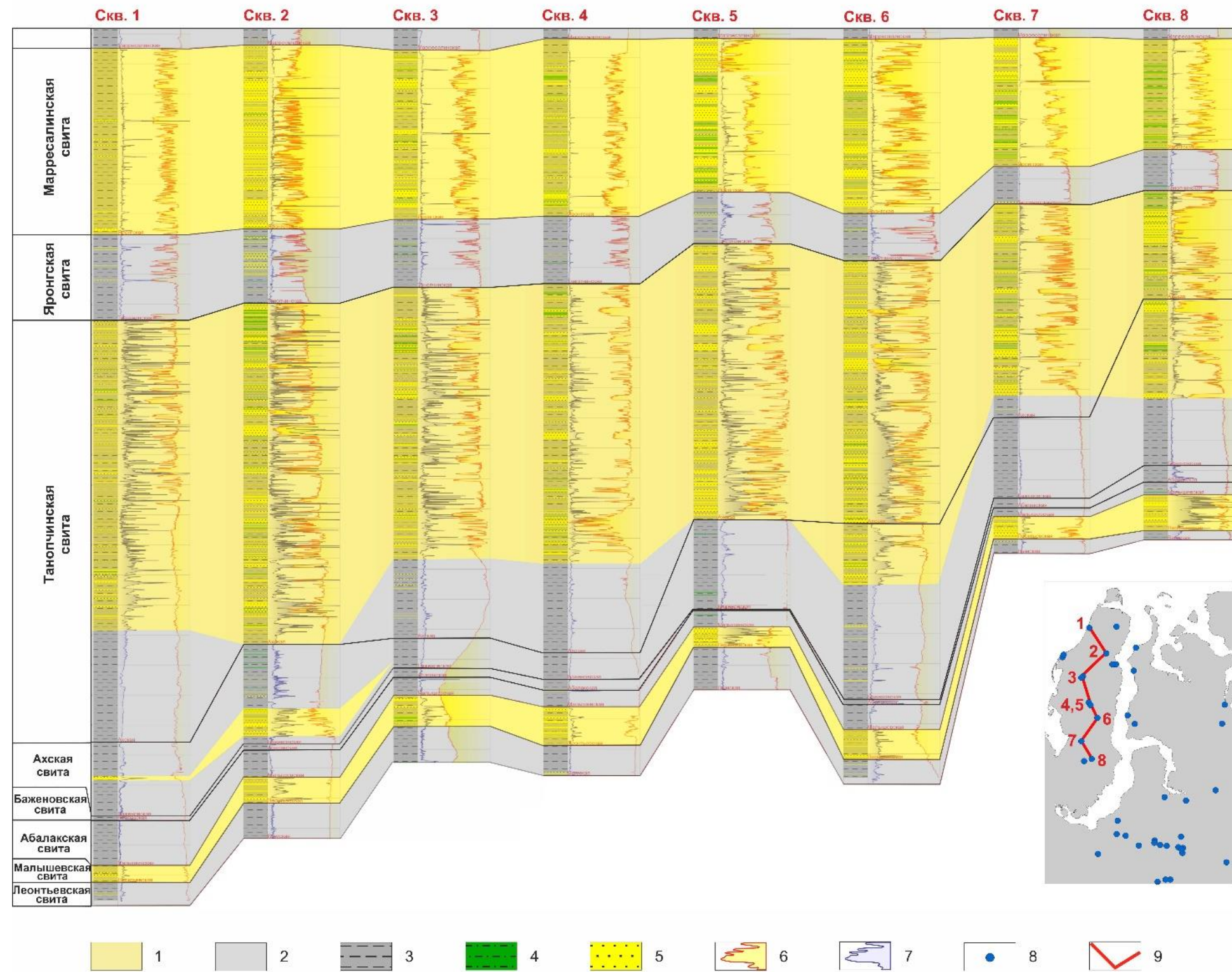
Определение литологического состава разреза на территории исследования выполнено по данным каротажа 48 скважин в программном комплексе GISWell. Интерпретация включала в себя обработку данных, полученных методами КС, ПС, ГК, НГК и кавернометрии. С помощью комплексной интерпретации методов геофизических исследований скважин можно достоверно определить литологические разности в терригенном разрезе. Таким образом, разрез разбит на слои преимущественно песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 2).

Таблица 1

## Стратиграфическая модель территории исследования

Поверхность	Объем горизонтов между поверхностями [Решение..., 2004; Постановления..., 2006]	Датировка поверхности, млн. лет
Поверхность современного рельефа		0,0
	Четвертичные отложения	
Подшва четвертичных отложений		2,58
	Абросимовский и журавский горизонты	
Кровля туртасской свиты		24,4
	Новомихайловский и алтымский горизонты	
Кровля тавдинской свиты		33,9
	Тавдинский горизонт	
Кровля люлинворской свиты		40,4
	Люлинворский горизонт	
Кровля талицкой свиты		58,5
	Талицкий горизонт	
Кровля ганькинской свиты		65,5
	Ганькинский горизонт	
Кровля березовской свиты		73,0
	Ипатовский и славгородский горизонты	
Кровля кузнецовской свиты		89,3
	Кузнецовский горизонт	
Кровля марресалинской свиты		93,9
	Верхняя часть ханты-мансийского и уватский горизонт	
Кровля яронгской свиты		105,5
	Верхняя часть ханты-мансийского горизонта	
Кровля танопчинской свиты		113,0
	Верхняя часть алымского и викуловский горизонты	
Подшва кошайской пачки		120,0
	Верхняя часть черкашинского и нижняя часть алымского горизонта	
Кровля приобской клиноформы		130,8
	Верхняя часть усть-балыкского и нижняя часть черкашинского горизонта	
Кровля правдинской клиноформы		132,6
	Верхняя часть аганского и нижняя часть усть-балыкского горизонта	
Кровля урьевской клиноформы		136,9
	Куломзинский, тарский и нижняя часть аганского горизонта	
Кровля баженовского горизонта		143,0
	Георгиевский и баженовский горизонты	
Кровля васюганского горизонта		155,8
	Васюганский горизонт	
Кровля малышевского горизонта		166,7
	Вымский, леонтьевский, малышевский горизонты	
Кровля лайдинского горизонта		171,2
	Надояхский и лайдинский горизонты	
Кровля китербютского горизонта		181,0
	Левинский, надояхский и китербютский горизонты	
Кровля зимнего горизонта		190,0
	Зимний горизонт	
Подшва юрских отложений		201,4

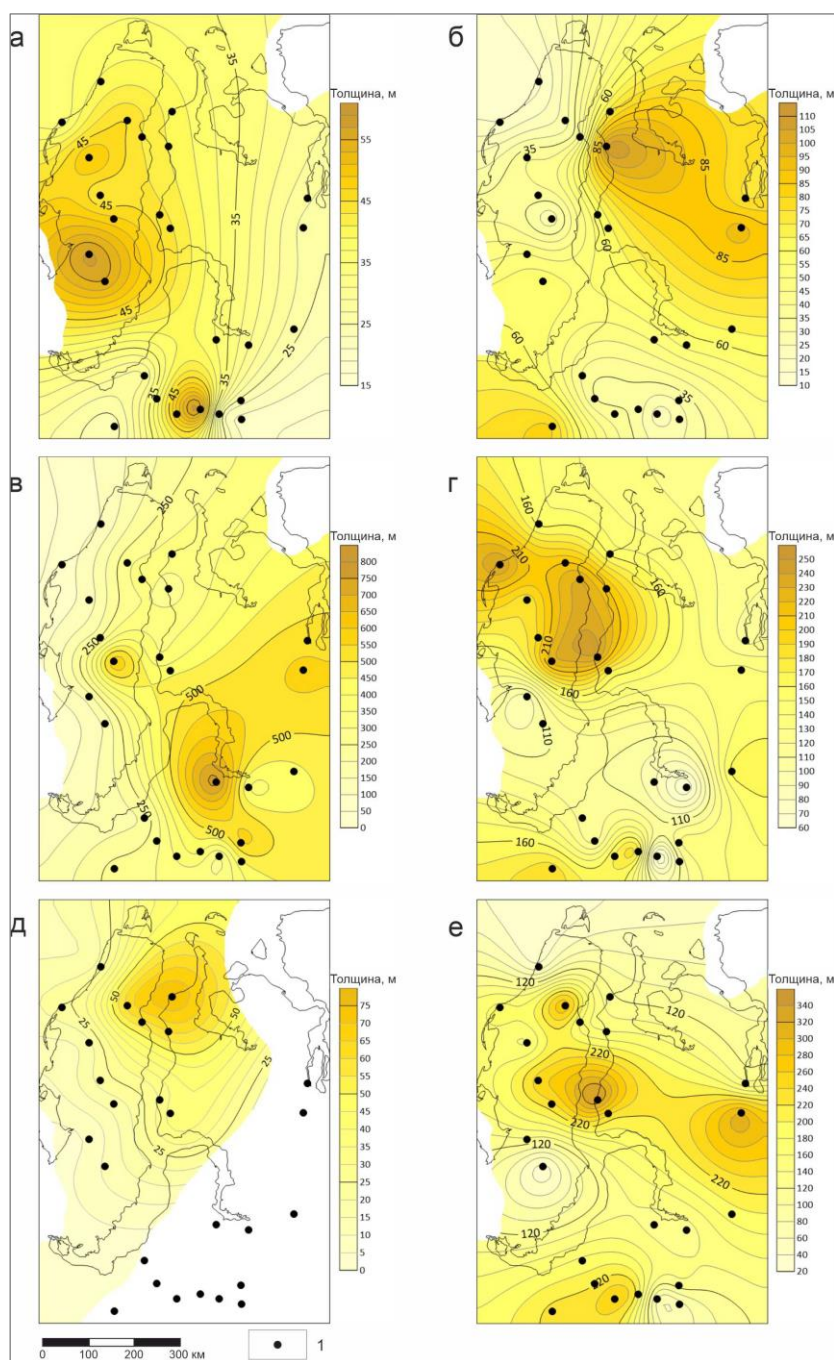




**Рис. 2. Пример корреляционной схемы юрско-меловых отложений п-ова Ямал**

1 - преимущественно песчаные отложения; 2 - преимущественно глинистые отложения; 3 - аргиллит; 4 - алевролит; 5 - песчаник; 6 - метод ПС; 7 - метод КС; 8 - скважины; 9 - линия профиля.

Для части разреза, представляющей наибольший интерес, выделение слоев по литологическому признаку выполнено более детально, минимальная толщина слоя составила 6-8 м. В связи с техническими ограничениями и сложностью разреза выделенные слои при моделировании объединялись в пределах горизонтов с усреднением литологических разностей. На рис. 3 представлены примеры карт толщин песчаников для юрских и меловых отложений.



**Рис. 3.** Примеры карт толщин песчаников юрско-меловых комплексов исследуемой территории 1 - скважины; а - вымский горизонт; б - малышевский горизонт; в - куломзинский-алымский горизонт (берриас-нижнеаптские комплексы); г - викуловский горизонт; д - нижняя часть ханты-мансийского горизонта; е - верхняя часть ханты-мансийского-уватского горизонта.



Для задания петрофизических характеристик осадочного разреза модели использовалась упрощенная схема литотипов, состоящих из смеси песчаников и глин. Всего выделено 10 комбинаций (табл. 2). Карты литотипов (рис. 4) построены на основе карт толщин песчаников путем аппроксимации характеристик для общей мощности комплекса.

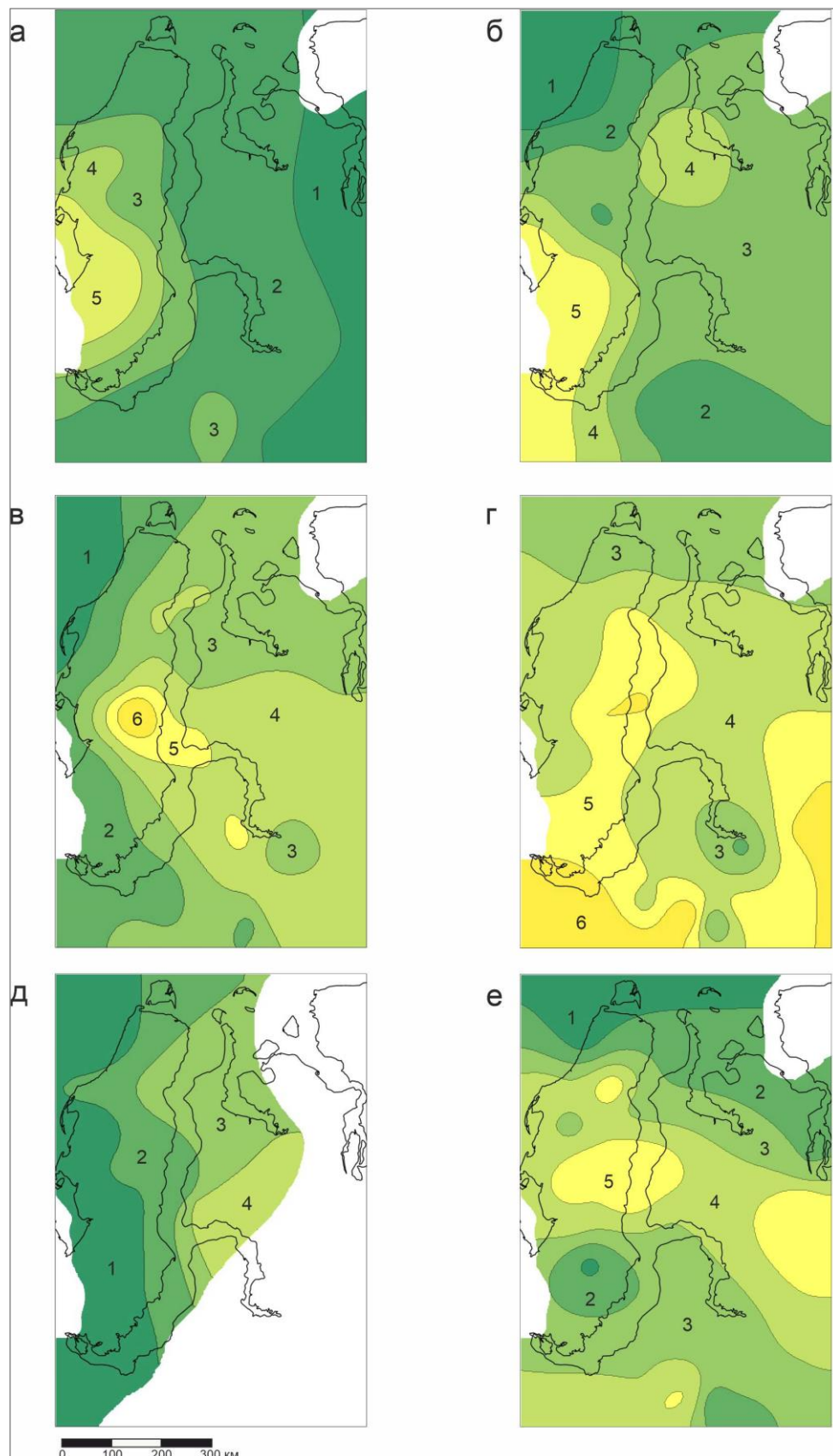
Таблица 2

**Литотипы, использованные для расчета бассейновой модели**

Литотип	Содержание песчаной составляющей	Содержание глинистой составляющей
1	0-10%	90-100%
2	10-20%	80-90%
3	20-30%	70-80%
4	30-40%	60-70%
5	40-50%	50-60%
6	50-60%	40-50%
7	60-70%	30-40%
8	70-80%	20-30%
9	80-90%	10-20%
10	90-100%	0-10%

Как уже упоминалось (раздел методика), масштабы и динамика прогресса отложений осадочного чехла зависят от плотности эффективного теплового потока (далее по тексту – тепловой поток), среднегодовых палеотемператур на поверхности осадков и теплофизических характеристик пород. В качестве варьируемого параметра при численном моделировании использовалась величина теплового потока. Для калибровки тепловой истории выбраны 26 скважин, для которых определены значения отражательной способности витринита. По разрезам скважин выполнено одномерное моделирование и оценены значения теплового потока. Примеры соответствия расчетных (Easy%R° [Sweeney, Burnham, 1990]) и фактических значений R° приведены на рис. 5. В результате построена схема плотности эффективного теплового потока на основании осадочного чехла на территории исследования (рис. 6), интервал изменения значений – 35-61 мВт/м<sup>2</sup>. Полученная схема удовлетворительно соотносится с региональным трендом теплового потока на севере Западной Сибири [Курчиков, Ставицкий, 1987; Дучков и др., 2009-2012].





**Рис. 4. Карты распространения литотипов на исследуемой территории**  
*а - вымский горизонт; б - малышевский горизонт; в - куломзинский-алымский горизонт (берриас-нижнеаптские комплексы); г - викуловский горизонт; д - нижняя часть ханты-мансийского горизонта; е - верхняя часть ханты-мансийского-уватского горизонта. Состав литотипов приведен в табл. 2.*

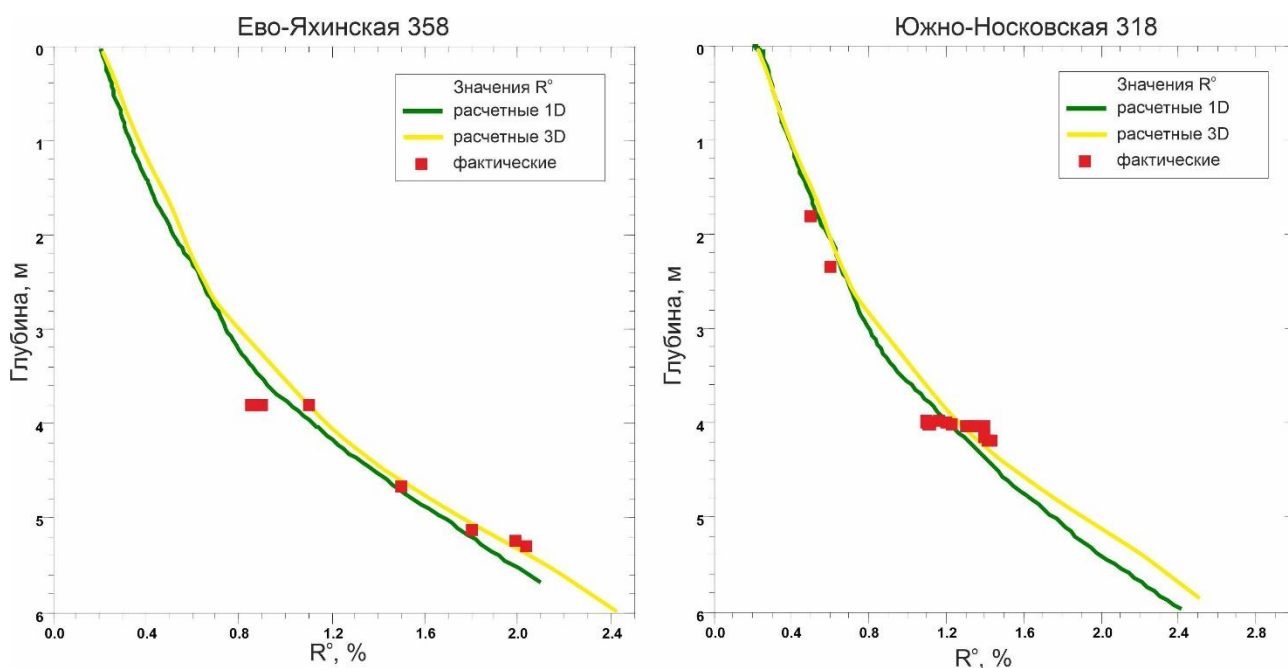


Рис. 5. Графики фактических и расчетных значений отражательной способности витринита

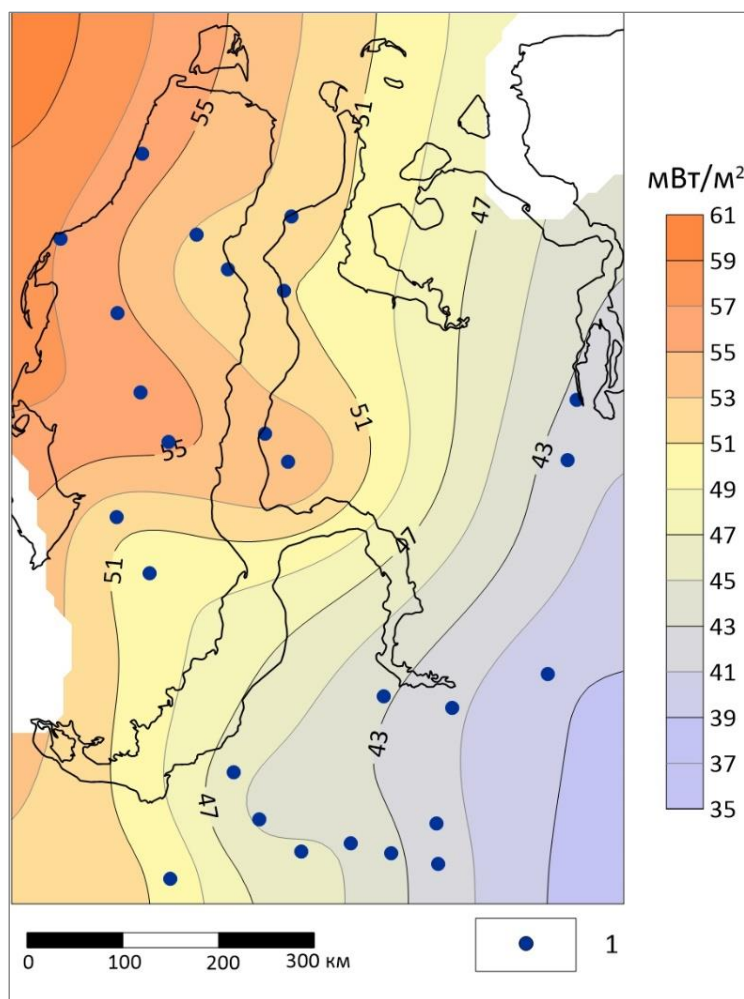
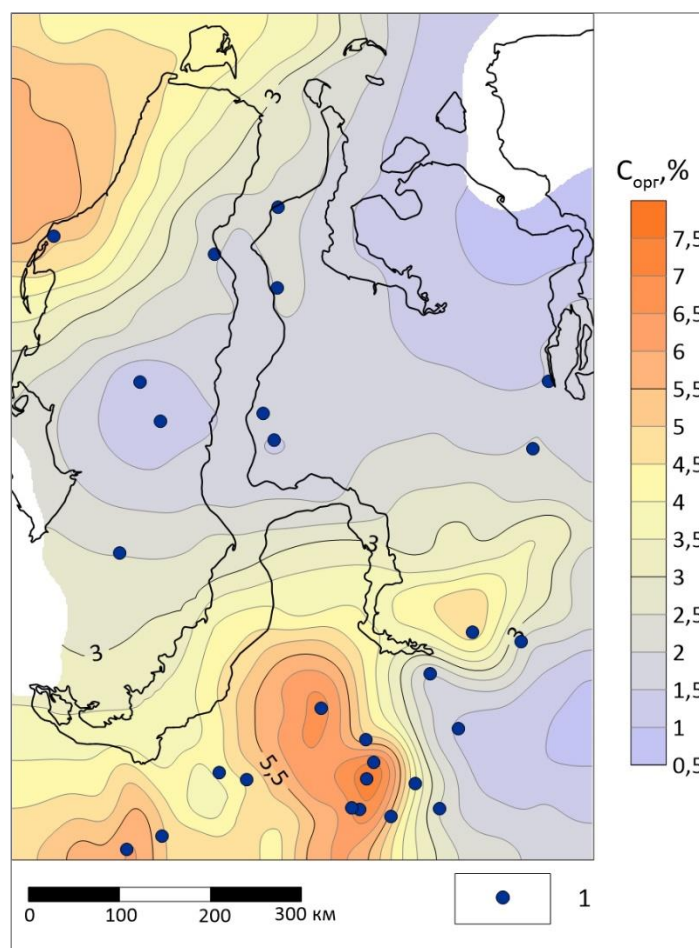


Рис. 6. Схема плотности эффективного теплового потока через основание осадочного чехла 1 - скважины.

### Геохимическая модель

В качестве нефтегазопроизводящей толщи в работе рассмотрены породы баженовского горизонта, представленные на севере Западно-Сибирского бассейна баженовской свитой, верхней частью яновстанской и гольчихинской свит.

Для оценки генерационного потенциала НГПТ используют исходное содержание  $C_{орг}$  и исходный водородный индекс ( $HI_0$ ). Оценка величины средних современных концентраций  $C_{орг}$  в баженовском горизонте на территории Западной Сибири неоднократно проводилась ранее. В данной статье в качестве основы взята схема среднего содержания  $C_{орг}$  [Конторович и др., 2018], выполнено ее уточнение с учетом данных по 40 скважинам (рис. 7). Современные значения  $C_{орг}$  на территории составляют от 0,5 до 7,5%,  $HI$  изменяется от 111 до 340 мг УВ/г  $C_{орг}$ .



**Рис. 7. Схема современного содержания  $C_{орг}$  на территории исследования**  
*1 - скважины.*

Исходная величина водородного индекса  $HI_0$  и исходная концентрация  $C_{орг0}$  вычислялись с помощью расчетной степени трансформации ОВ отдельно для каждого типа керогена [Applied Petroleum Geochemistry, 1993]:

$$HI_0 = \frac{HI}{1 - k_{Tr}}$$

$$C_{орг0} = \frac{C_{орг}}{1 - \left(k_{Tr} \cdot HI_0 \cdot \frac{0,83}{1000}\right)}$$

где HI – водородный индекс, HI<sub>0</sub> – исходная величина водородного индекса, C<sub>орг</sub> – содержание органического углерода в породе, выраженное в %, C<sub>орг0</sub> – исходное содержание органического углерода в породе, k<sub>Tr</sub> – коэффициент трансформации ОВ.

Средние значения C<sub>орг0</sub> в баженовской НГПТ составляют 4,72%, в яновстанской и гольчихинской НГПТ – около 2%. В табл. 3 приведены исходные параметры нефтегазопроизводящих толщ, используемые при моделировании.

Таблица 3

#### Геохимические параметры нефтегазопроизводящих толщ

НГПТ	C <sub>орг0</sub> , %	HI <sub>0</sub> , мг УВ/г C <sub>орг</sub>	Средняя толщина генерирующего слоя, м
Баженовская	1,2 - 8,9	486	23
Гольчихинская	0,8 - 4,17	328	65
Яновстанская	0,9 - 4,8	227	137

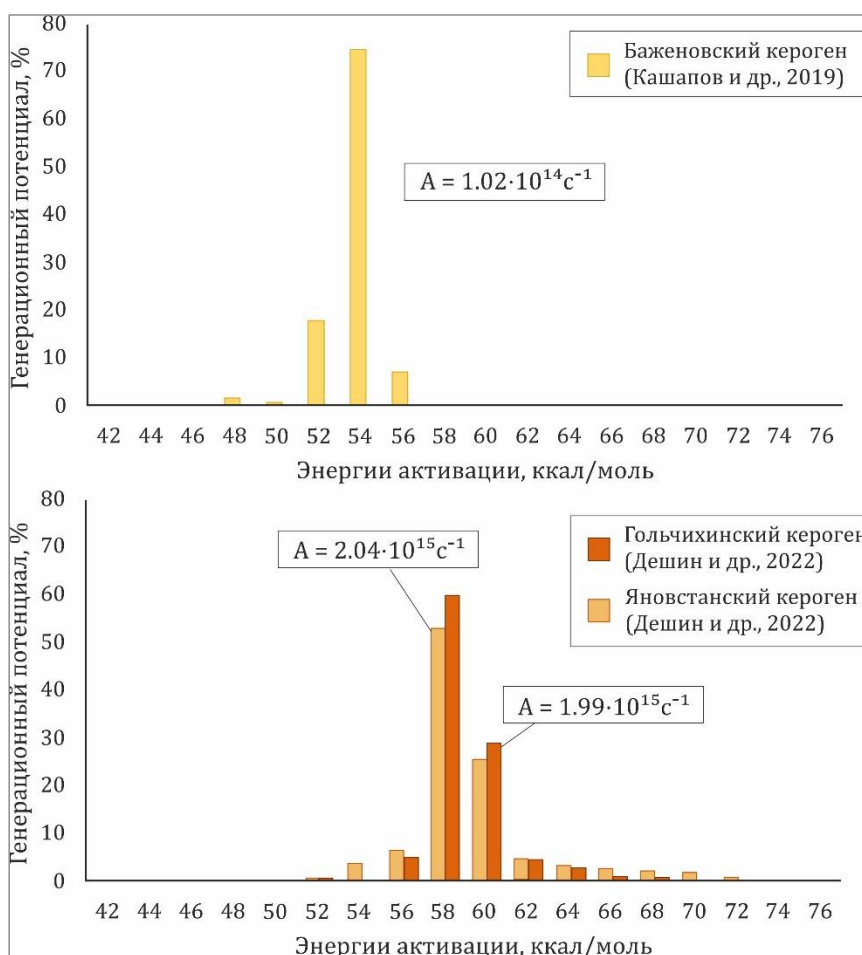
Объем генерации УВ на разных стадиях термического преобразования керогена зависит от его кинетических параметров. В ряде предыдущих публикаций по бассейновому моделированию [Сафронов и др., 2011; Конторович и др., 2013; Дешин, Сафронов, Бурштейн, 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Deshin, Safronov, Burshtein, 2018] авторы отождествляют кероген баженовской НГПТ со стандартным керогеном II типа (Menil-2 в программном комплексе Temis). Вероятно, это справедливо только для территории распространения, собственно, баженовской свиты. В опубликованных работах показано, что кинетические характеристики керогенов верхних частей яновстанской и гольчихинской свит отличаются от характеристик классического керогена II типа, что существенно влияет на масштаб и динамику генерации УВ [Дешин, Язикова, 2021; Дешин и др., 2022]. Таким образом, для получения результатов, наиболее приближенных к реальным процессам генерации УВ в НГПТ, желательно использовать кинетические параметры, определенные непосредственно для керогенов данной НГПТ в конкретном районе исследования.

Оценки кинетических параметров баженовской НГПТ для районов, где она представлена яновстанской и гольчихинской свитами принимались в соответствии с опубликованными



данными [Дешин, Язикова, 2021; Дешин и др., 2022]. Для районов развития баженовской свиты кинетические характеристики взяты из материалов Р.С. Кашапова с соавторами [Кашапов и др., 2019].

На рис. 8 показаны распределения генерационного потенциала по энергиям активации для керогенов верхнеюрских НГПТ. Пик распределения генерационного потенциала керогена баженовской свиты приходится на 54 ккал/моль, значение частотного фактора -  $1.02 \cdot 10^{14} \text{ c}^{-1}$  [Кашапов и др., 2019]. В целом картина распределения генерационного потенциала по энергиям активации керогенов яновстанской и гольчихинской свит схожа. Пик приходится на 58 ккал/моль, частотный фактор равен для керогена гольчихинской свиты -  $1.99 \cdot 10^{15} \text{ c}^{-1}$ , для керогена яновстанской свиты -  $2,04 \cdot 10^{15} \text{ c}^{-1}$ .



**Рис. 8. Диаграммы сравнения распределения энергий активации керогена гольчихинской, яновстанской, баженовской свит**

### Результаты и обсуждение

На рис. 9-15 отражена динамика генерации жидких и газообразных УВ и масштабы генерации УВ по площади территории исследования. Далее приведено описание процессов генерации.

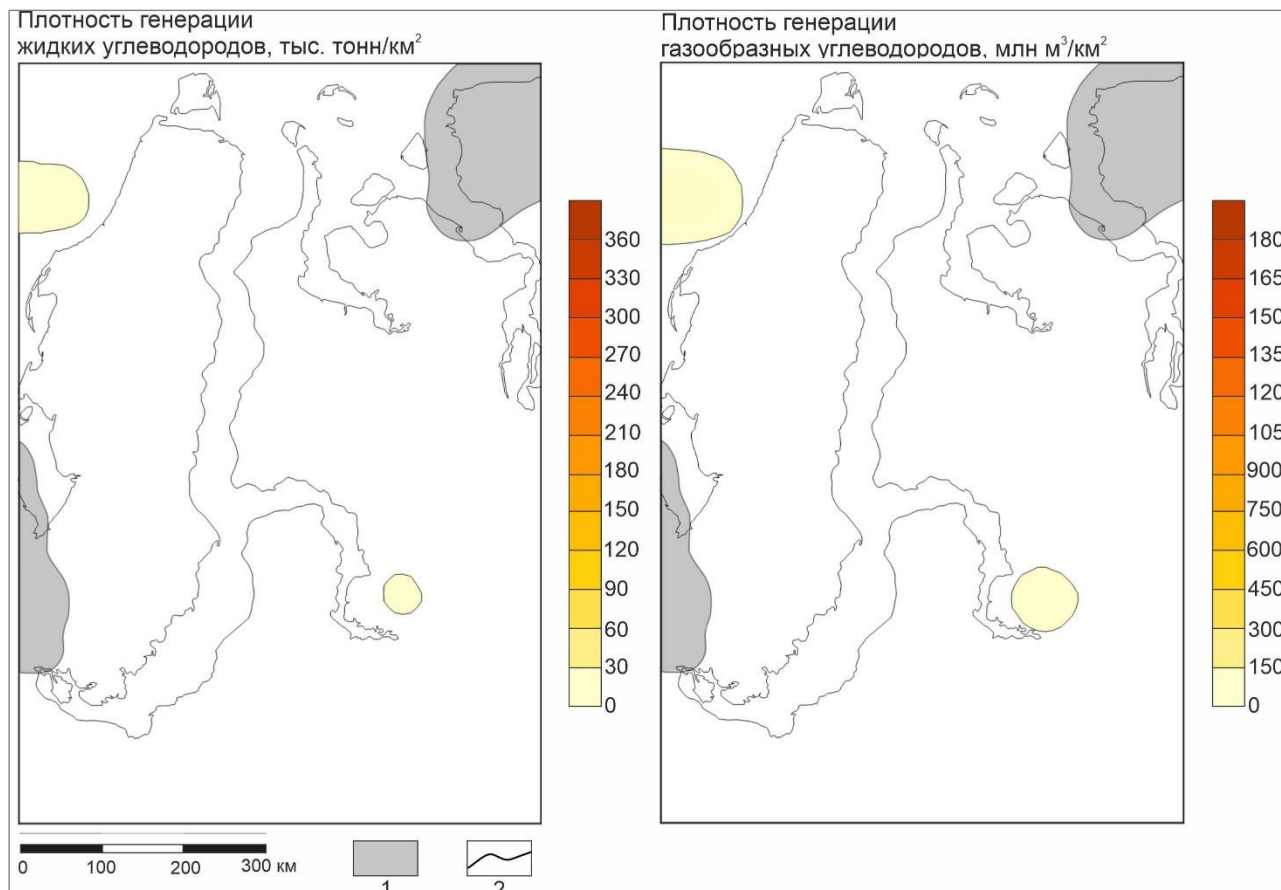


Рис. 9. Схемы плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта 110 млн. лет назад  
1 - зона отсутствия осадочного чехла; 2 - береговая линия.

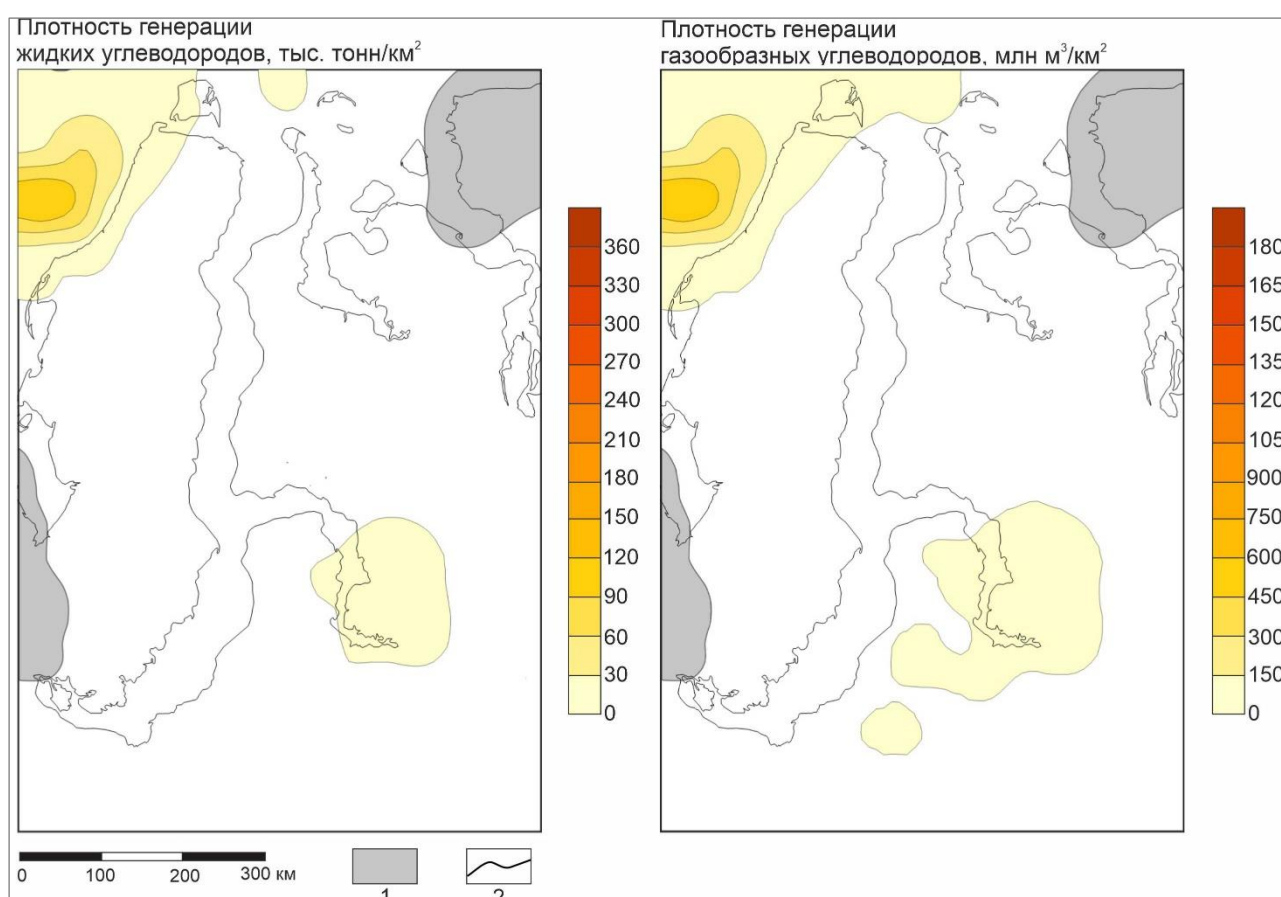


Рис. 10. Схемы плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта 95 млн. лет назад  
1 - зона отсутствия осадочного чехла; 2 - береговая линия.

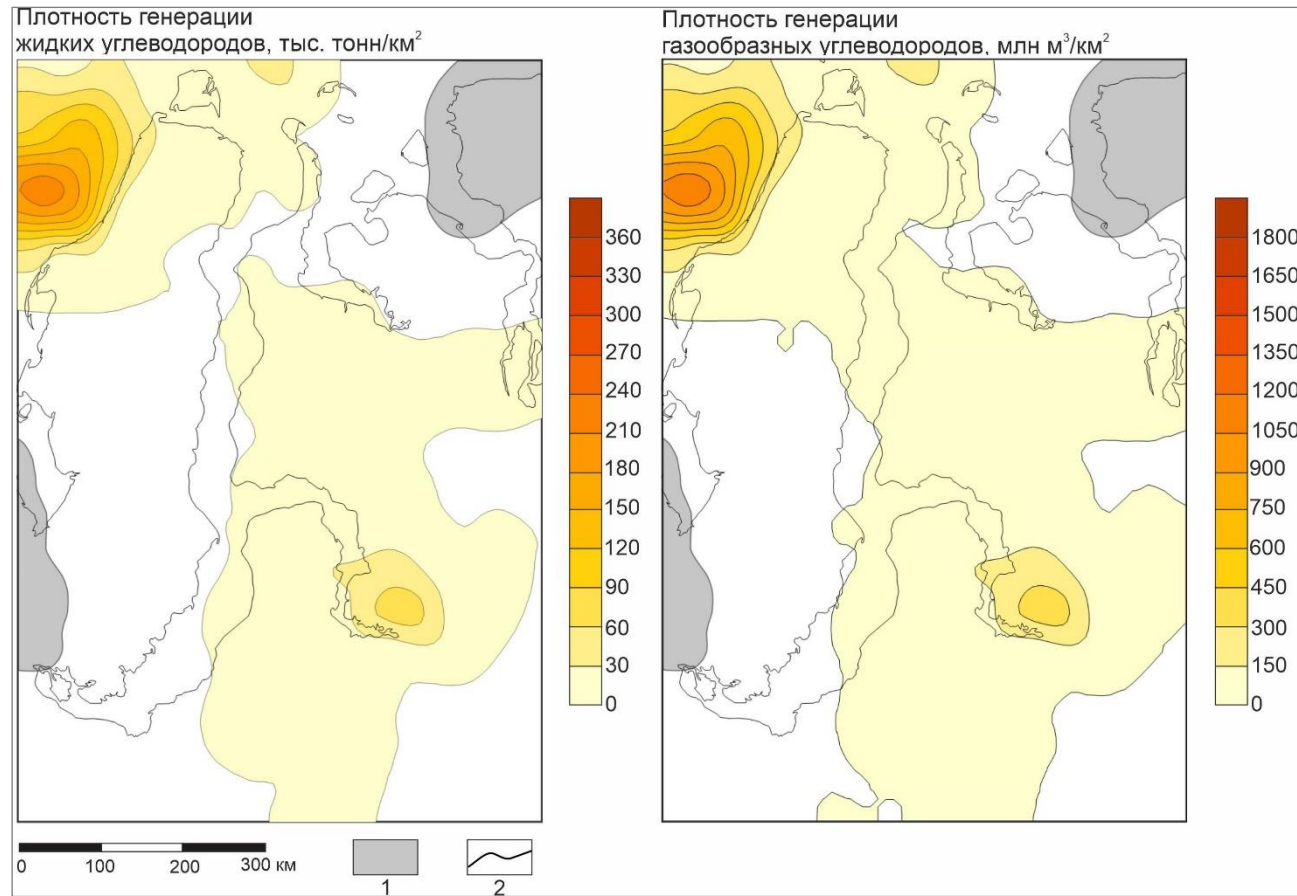


Рис. 11. Схемы плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта 85 млн. лет назад  
1 - зона отсутствия осадочного чехла; 2 - береговая линия.

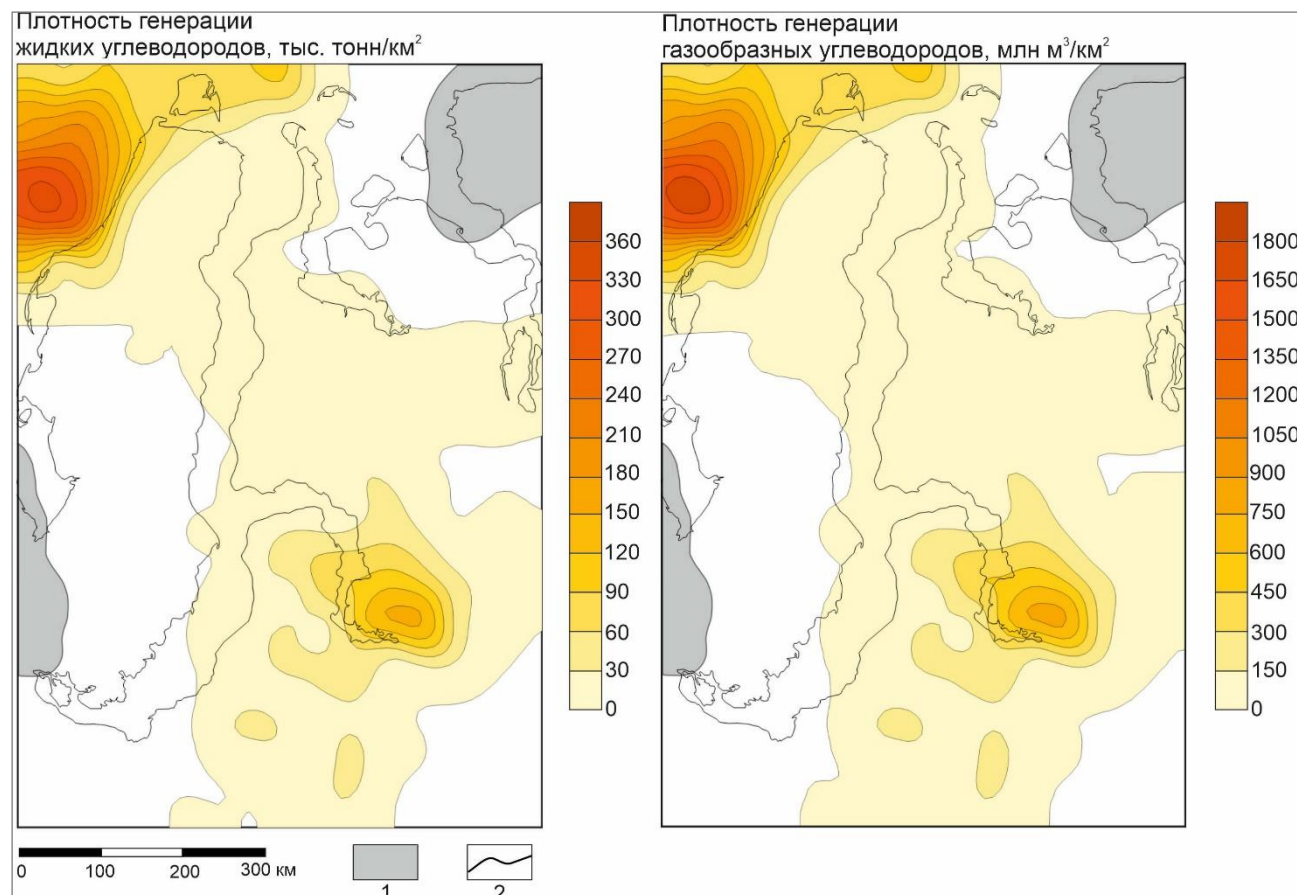


Рис. 12. Схемы плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта 70 млн. лет назад  
1 - зона отсутствия осадочного чехла; 2 - береговая линия.



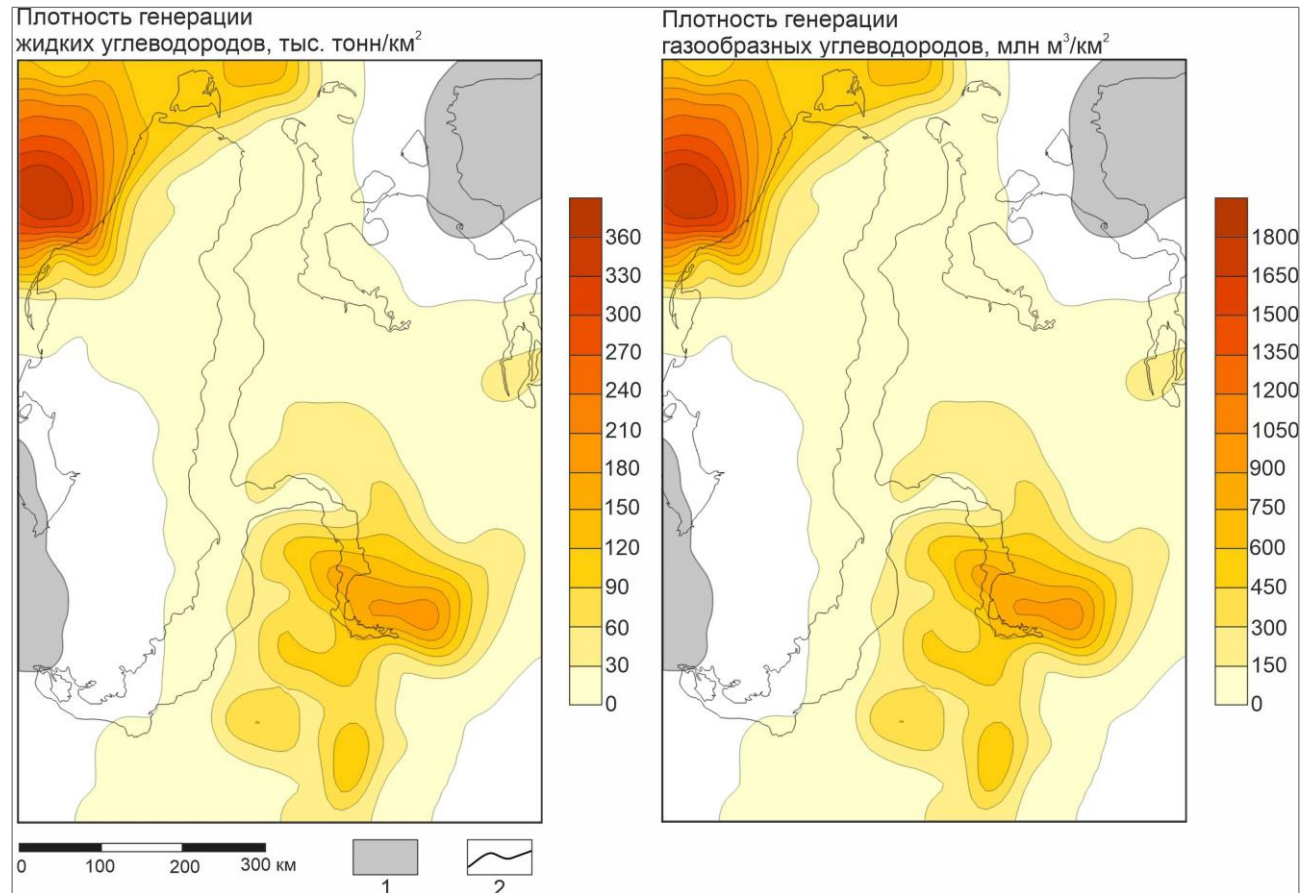


Рис. 13. Схемы плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта 60 млн. лет назад  
1 - зона отсутствия осадочного чехла; 2 - береговая линия.

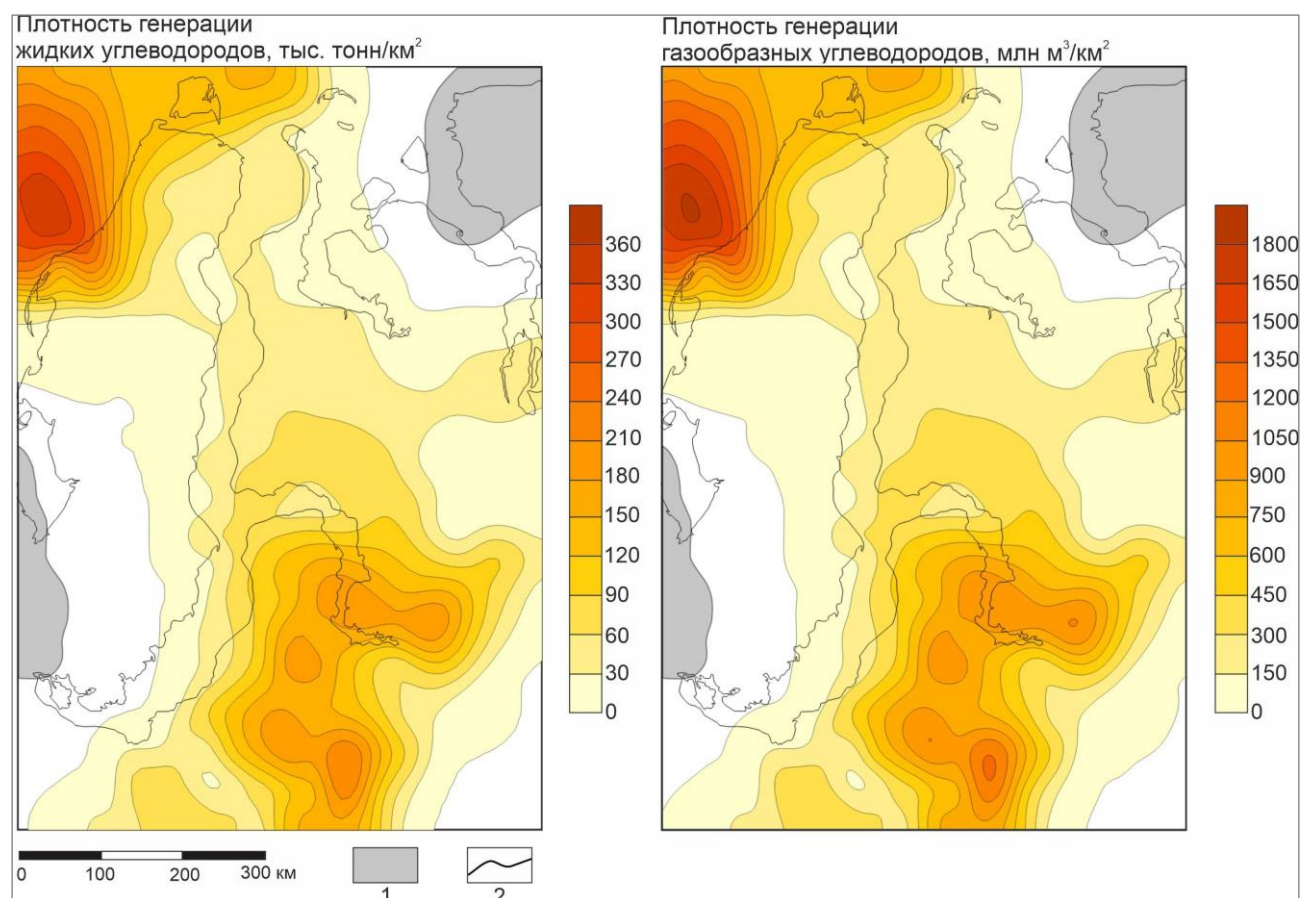
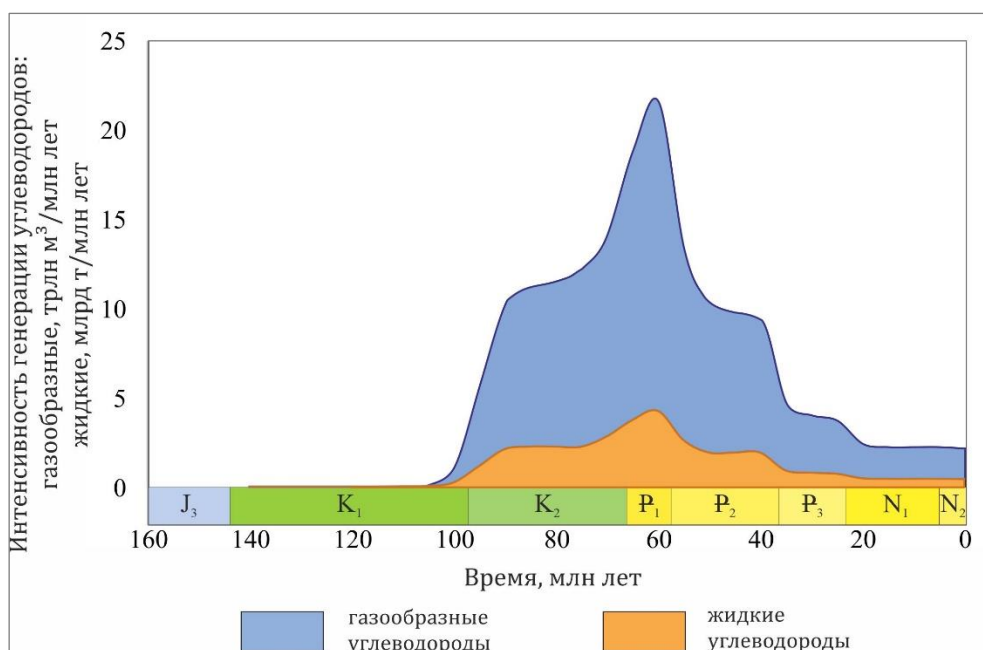


Рис. 14. Схемы плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта на современный день

1 - зона отсутствия осадочного чехла; 2 - береговая линия.





**Рис. 15. Диаграмма динамики генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженковского горизонта**

Генерация УВ ОВ баженковского горизонта началась в конце апта (115 млн. лет назад). На юге территории исследования формируется очаг генерации жидких и газообразных УВ. Он приурочен к Северо-Тазовской мегавпадине, наиболее погруженной части Большехетской мегасинеклизы. В начале альба (110 млн. лет назад) формируется очаг генерации жидких и газообразных УВ в пределах Южно-Карской мегавпадины, которая расположена в южной части Карской мегасинеклизы на северо-западе территории исследования (см. рис. 9). Генерация УВ в Большехетской мегасинеклизе незначительно увеличивается по площади.

К концу сеномана (95 млн. лет назад) интенсивность генерации УВ существенно растет в Карской мегасинеклизе. Контуры очага генерации расширяются в восточном направлении и объединяются с очагом генерации УВ в Центрально-Карской мегавпадине (см. рис. 10). Площадь генерации УВ в пределах Большехетской мегасинеклизы значительно увеличивается. Обособляется небольшой очаг генерации газообразных УВ на самом юге территории исследования, приуроченный к Нерутинской мегавпадине.

В коньяке (85 млн. лет назад) процессы генерации УВ распространяются на всей центральной и северо-западной частях территории исследования (см. рис. 11). Формируются очаги генерации жидких и газообразных УВ в пределах Антипаютинско-Тадебияхинской мегасинеклизы и Агапско-Енисейского желоба и соединяются с очагами генерации на юге и северо-востоке. Наибольшая интенсивность генерации отмечена в Карской мегасинеклизе.

В маастрихте (70 млн. лет назад) площадь территории, охваченной процессами генерации УВ, увеличивается в северо-восточном и юго-западном направлениях (см. рис. 12).

Очаг генерации жидких и газообразных УВ в Северо-Тазовской мегавпадине также расширяется, и формируются небольшие очаги в центральной и южной частях Большехетской мегасинеклизы.

В середине палеоцена (60 млн. лет назад) контуры центрального и северо-восточного очагов интенсивной генерации УВ увеличиваются во всех направлениях (см. рис. 13). Внутри Большехетской мегасинеклизы очаги генерации жидких и газообразных УВ объединяются. На востоке района отмечается увеличение интенсивности процессов генерации УВ. Контуры очагов приобретают окончательный вид и в последующем будут меняться несущественно (см. рис. 14).

Генерация жидких УВ началась 115 млн. лет назад (см. рис. 15), а интенсивная - около 100 млн. лет назад и продолжала увеличиваться до конца мезозоя. Максимум генерации достигнут 60 млн. лет назад и составил 4,25 млрд. т/млн. лет. Далее до 25 млн. лет назад генерация жидких УВ снижается, 20 млн. лет назад выходит на плато и составляет 438 млн. т/млн лет. В настоящее время эти значения сохраняются.

Генерация газообразных УВ началась 115 млн. лет назад и несущественно росла до 100 млн лет. Далее до 65 млн. лет назад происходил интенсивный рост объемов генерации газообразных УВ. Интенсивность генерации достигла максимума 60 млн. лет назад и составила 21,6 трлн. м<sup>3</sup>/млн. лет, после чего генерация имела тенденцию к падению до 25 млн. лет назад. Начиная с 20 млн. лет назад и до сегодняшнего дня, генерация газообразных УВ продолжается с интенсивностью 2,3 трлн. м<sup>3</sup>/млн. лет.

Средняя плотность генерации жидких УВ ОБ баженовского горизонта составила 57,7 тыс. т/км<sup>2</sup>, а газообразных – 293,8 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Необходимо отметить, что значения приведены с учетом вторичного крекинга УВ. Реконструкция процессов генерации УВ показала, что основные очаги генерации УВ располагаются в наиболее погруженных частях территории исследования. Очаги генерации УВ выделяются в северо-восточной и центральной частях территории, на ее востоке и в южной части они приурочены к Южно-Карской и Центрально-Карской мегавпадинам, Антипаютинско-Гадебеяхинской мегасинеклизе, Северо-Тазовской мегавпадине и Агапскому желобу. Оценка суммарных масштабов генерации баженовским горизонтом на территории исследования составила 34,1 млрд. т жидких (16%) и 174 трлн. м<sup>3</sup> газообразных УВ (84%).

*Работа выполнена по государственной программе ФНИ FWZZ-2022-0007.*

*Авторы выражают большую благодарность Л.М. Буриштейну за детальный анализ рукописи статьи и ценные замечания.*

## Литература

*Афанасенков А.П., Френкель С.М., Меркулов О.И., Никишина М.А., Шпильман М.А., Ерошкин К.В., Евстратова И.А., Петров А.Л., Можегова С.В.* Оценка перспектив нефтегазоносности Гыданской и Западной части Енисей–Хатангской нефтегазоносных областей методом бассейнового моделирования углеводородных систем // Недропользование XXI век. - 2018. - №3. - С. 34-48.

*Богданов О.А., Колосков В.Н., Шуваев А.О., Мусихин К.В., Истомин С.Б., Боброва М.А., Маглеванная П.С.* Анализ эволюции углеводородных систем Большехетской впадины на основе применения метода бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. - 2017. - №4. - С.55-63.

*Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия Академии Наук. Серия геологическая. - 1967. - № 11. - С. 137-142.

*Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А.* Геолого-геохимические предпосылки объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа // Объемно-генетический метод оценки ресурсов нефти и газа. - Ташкент: СНИИГиМС, 1980. - С. 15-21.

*Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. - М.: Научный мир, 2007. - 455 с.

*Дешин А.А.* Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/2020/19\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/19_2020.html) DOI: [10.17353/2070-5379/19\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2020)

*Дешин А.А., Бурштейн Л.М.* Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/11/30\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf) DOI: [10.17353/2070-5379/30\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2018)

*Дешин А.А., Родченко А.П., Ким Н.С., Козырев А.Н., Язикова С.А., Бурштейн Л.М.* Керогены верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирского бассейна. Типы и кинетика преобразования // Успехи органической геохимии: материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева (г. Новосибирск, 5-6 апреля 2022 г.). - Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2022. - С. 75-78.

*Дешин А.А., Язикова С.А.* Влияние кинетических параметров на динамику и масштабы генерации углеводородов на примере верхнеюрских нефтегазопроизводящих толщ северо-востока Западной Сибири // Интерэкспо Гео-Сибирь. - 2021. - Т. 2. - №1. - С. 52-61.

*Дешин А.А., Сафронов П.И., Бурштейн Л.М.* Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 2017. - № 4. - С. 33-44.

*Дучков А.Д., Железняк М.Н., Аюнов Д.Е., Веселов О.В., Соколова Л.С., Казанцев С.А., Горнов П.Ю., Добрецов Н.Н., Болдырев И.И., Пчельников Д.В., Добрецов А.Н.* Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока (2009-2012). - <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/>

*Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В.* Определение кинетических параметров пиролитической

деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т.14. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/2019/6\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html)  
DOI: [10.17353/2070-5379/6\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2019)

*Конторович А.Э.* Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью // Автореф. дис. к-та г.-м. наук. - Новосибирск, 1964. - 16 с.

*Конторович А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. - Новосибирск, 1970. - С. 4-52. (Труды СНИИГГиМС; вып. 95).

*Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 250 с.

*Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Мальшев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б.* Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - №8. - С. 1179-1226.

*Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42 (11-12). - С. 1832-1845.

*Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 11. - С. 1191-1200.

*Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Буриштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А.* Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. - 2018. - № 3. - С. 357-371.

*Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 134 с.

*Мальшева С.В., Васильев В.Е., Косенкова Н.Н., Ананьев В.В., Комиссаров Д.К., Мурзин Р.Р., Рослов Ю.В.* Моделирование процессов формирования углеводородных систем Южно-Карского бассейна; принципы и результаты // Нефтяное хозяйство. - 2011. - №12 - С.13-17.

*Мусихин К.В., Шуваев А.О.* Бассейновое моделирование Большехетской впадины // Вестник ЦКР Роснедра. - 2014. - №1. - С. 19-23.

Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Выпуск 36. - СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. - 64 с.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2004. - 114 с.

*Рыжкова С.В., Буриштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В.* Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины. // Геология и геофизика. - 2018. - Т. 59. - № 7. - С. 1053-1074.



*Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н.* Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. - 2011. - № 5. - С. 48-55.

*Сафронов П.И., Дешин А.А.* История генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехетской мегасинеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/2020/11\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/11_2020.html)  
DOI: [10.17353/2070-5379/11\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2020)

*Ступакова А.В., Казанин Г.С., Иванов Г.И., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Мальцев В.В., Павлов С.П., Ульянов Г.В.* Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины // Разведка и охрана недр. - 2014. - № 4. - С. 47-51.

*Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42 (11-12). - С. 1875-1887.

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

Applied petroleum geochemistry / Ed. M.L. Bordenave. Paris: Editions Technip, 1993. - 524 p.

*Cohen K.M., Finney S.M., Gibbard P.L., Fan J.-X.* The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes 36, 2013, 199-204.

*Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtein L.M.* Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation «Polar Mechanics» (Novosibirsk, 9-11 Oct 2018). - 2018. - Vol. 193. - P. 012016-012016.

*Hantschel T., Kauerauf A.I.* Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media, 2009. - 476 p.

*Makhous M., Galushkin Y.I.* Basin Analysis and Modeling of the Burial, Thermal and Maturation Histories in Sedimentary Basins. Paris: Technip, 2005. - 380 p.

*Sweeney J.J., Burnham A.K.* Evolution of a sample model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics // AAPG. - 1990. - Vol. 74. - № 10. - P. 1559-1570.

*Tissot B.P., Welte D.H.* Petroleum Formation and Occurrence. - Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 1984. - 538 p.

*Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R.* Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. Berlin, New York: Springer, 1997. - 535 p.

*This is an open access article under the CC BY 4.0 license*

Received 03.05.2024

Published 12.08.2024

**Yazikova S.A., Deshin A.A.**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, yazikovasa@ipgg.sbras.ru

## EVALUATION OF HYDROCARBONS GENERATION VOLUME IN BAZHENOV FORMATION OF THE NORTH WESTERN SIBERIA

*A structural and lithologic model of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover was developed based on the interpretation of logging data from 48 wells and structural interpretations. Using one-dimensional modeling and estimation of heat flow values in boreholes, a scheme of heat flow density distribution through the base of the sedimentary cover was constructed. The geochemical parameters of the Bazhenov oil and gas producing formation in the north of Western Siberia are substantiated. Distribution schemes of liquid and gaseous hydrocarbons generation density are given.*

**Keywords:** hydrocarbon generation, Bazhenov Formation, basin modeling, Western Siberia.

---

**For citation:** Yazikova S.A., Deshin A.A. Otsenka masshtabov generatsii uglevodorodov v bazhenovskom gorizonte na severe Zapadnoy Sibiri [Evaluation of hydrocarbons generation volume in Bazhenov Formation of the north Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 3, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/20\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/20_2024.html) EDN: LOTELT

---

### References

Afanasenkov A.P., Frenkel' S.M., Merkulov O.I., Nikishina M.A., Shpil'man M.A., Eroshkin K.V., Evstratova I.A., Petrov A.L., Mozhegova S.V. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti Gydanskoy i Zapadnoy chasti Enisey-Khatangskoy neftegazonosnykh oblastey metodom basseynovogo modelirovaniya uglevodorodnykh sistem [Assessment of oil and gas prospects of Gydan and Western part of Yenisey-Khatanga oil and gas bearing areas using the method of basin modeling of hydrocarbon systems]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2018, no. 3, pp. 34-48. (In Russ.).

*Applied petroleum geochemistry*. Ed. M.L. Bordenave. Paris: Editions Technip, 1993, 524 p.

Bogdanov O.A., Koloskov V.N., Shuvaev A.O., Musikhin K.V., Istomin S.B., Bobrova M.A., Maglevannaya P.S. Analiz evolyutsii uglevodorodnykh sistem Bol'shekhetskoy vpadiny na osnove primeneniya metoda basseynovogo modelirovaniya [Analysis of evolution of the Bolshe Kheta depression hydrocarbon systems based on the use of basin modeling method]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2017, no. 4, pp. 55-63. (In Russ.).

Cohen K.M., Finney S.M., Gibbard P.L., Fan J.-X. *The ICS International Chronostratigraphic Chart*. Episodes 36, 2013, pp. 199-204.

Deshin A.A. Rekonstruktsiya istorii formirovaniya mestorozhdeniy uglevodorodov v arkticheskoy chasti Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna [Reconstruction of the history of hydrocarbon accumulations genesis in the arctic part of the Western Siberian petroleum basin]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2020, vol. 15, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2020/19\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/19_2020.html) (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/19\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2020)

Deshin A.A., Burshteyn L.M. Otsenka masshtabov generatsii uglevodorodov v sredne-verkhneyurskikh otlozheniyakh severa Zapadnoy Sibiri [Evaluation of hydrocarbons generation volume in the Middle-Upper Jurassic sections of the north Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2018, vol. 13, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/11/30\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf) (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/30\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2018)

Deshin A.A., Rodchenko A.P., Kim N.S., Kozyrev A.N., Yazikova S.A., Burshteyn L.M. Kerogeny verkhneyurskikh otlozheniy severo-vostoka Zapadno-Sibirskogo basseyna. Tipy i kinetika preobrazovaniya [Kerogens of Upper Jurassic strata of the northeast of the West Siberian basin. Types and kinetics of conversion]. *Uspekhi organicheskoy geokhimii: materialy 2-y Vserossiyskoy*

*nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh, posvyashchenoy 120-letiyu so dnya rozhdeniya chl.-korr. AN SSSR N.B. Vassoevicha i 95-letiyu so dnya rozhdeniya zaslužhennogo geologa RSFSR, professora S.G. Nerucheva (Novosibirsk, 5-6 Apr 2022). Novosibirsk: Novosibirskiy natsional'nyy issledovatel'skiy gosudarstvennyy universitet, 2022, pp. 75-78. (In Russ.).*

Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtein L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation «Polar Mechanics» (Novosibirsk, 9-11 Oct 2018). 2018, vol. 193, pp. 012016-012016.*

Deshin A.A., Safronov P.I., Burshteyn L.M. Otsenka vremeni realizatsii glavnoy fazy nefteobrazovaniya v sredne-verkhneyurskikh otlozheniyakh severa Zapadnoy Sibiri [Evaluation of the time of the main phase of oil formation in the Middle Upper Jurassic section of the northern Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2017, no. 4, pp. 33-44. (In Russ.).

Deshin A.A., Yazikova S.A. Vliyanie kineticheskikh parametrov na dinamiku i masshtaby generatsii uglevodorodov na primere verkhneyurskikh neftegazoproizvodyashchikh tolshch severovostoka Zapadnoy Sibiri [Impact of kinetic parameters on the dynamics and extent of hydrocarbon generation in the Upper Jurassic oil and gas producing strata of northeastern West Siberia as an example]. *Interespo Geo-Sibir`*, 2021, vol. 2, no. 1, pp. 52-61. (In Russ.).

Duchkov A.D., Zheleznyak M.N., Ayunov D.E., Veselov O.V., Sokolova L.S., Kazantsev S.A., Gornov P.Yu., Dobretsov N.N., Boldyrev I.I., Pchel'nikov D.V., Dobretsov A.N. *Geotermicheskiy atlas Sibiri i Dal'nego Vostoka (2009-2012)* [Geothermal atlas of Siberia and the Far East (2009-2012)]. Available at: <http://maps.nrcgit.ru/geoterm/> (In Russ.).

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyne* [Organic matter catagenesis and petroleum Mesozoic and Paleozoic strata of the West Siberian megabasin.]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p. (In Russ.).

Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh, triasovykh i paleozoyskikh otlozheniy severnykh rayonov Zapadno-Sibirskogo megabasseyne [Catagenesis of organic matter and prospects for oil and gas bearing capacity of Jurassic, Triassic and Paleozoic strata of the northern areas of the West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42 (11-12), pp. 1875-1887. (In Russ.).

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling sedimentary basins and assessing their petroleum potential]. Moscow: Nauchnyy mir, 2007, 455 p. (In Russ.).

Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Science & Business Media, 2009, 476 p.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecasting of oil and gas content]. Moscow: Nedra, 1976, 250 p. (In Russ.).

Kontorovich A.E. *Geokhimiya yurskikh i nizhnemelovikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti v svyazi s ikh neftegazonosnostyu* [Geochemistry of Jurassic and Lower Cretaceous strata of the West Siberian depression in relation to their oil and gas potential]. Avtoref. dis. k-ta g.-m. nauk. Novosibirsk, 1964, 16 p. (In Russ.).

Kontorovich A.E. Teoreticheskie osnovy ob'emno-geneticheskogo metoda otsenki potentsialnykh resursov nefti i gaza [Theoretical basis of the volume-genetic method for estimating potential oil and gas resources]. *Materialy po geokhimii neftegazonosnykh basseynov Sibiri*, Novosibirsk. Trudi SNIIGGiMS; 1970, vol. 95, pp. 4-52. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoyском osadochnom basseyne Karskogo morya [Historical-geological

modeling of processes of petroleum generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179-1226. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Katagenез organicheskogo veshchestva v krovle i podoshve yurskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megabasseyна [Catagenesis of organic matter in the roof and base of the Jurassic section of the West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika*, 2009, no. 11, p. 1191-1200. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtein L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. Raspredelenie organicheskogo veshchestva v porodakh bazhenovskogo gorizonta (Zapadnaya Sibir') [Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov Formation (Western Siberia)]. *Geologiya i geofizika*, 2018, no. 3, pp. 357-371. (In Russ.).

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe [Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, pp. 1832-1845. (In Russ.).

Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. *Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri* [Geothermal oil and gas areas of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1987, 134 p. (In Russ.).

Makhous M., Galushkin Y.I. *Basin Analysis and Modeling of the Burial, Thermal and Maturation Histories in Sedimentary Basins*. Paris: Technip, 2005, 380 p.

Malysheva S.V., Vasil'ev V.E., Kosenkova N.N., Anan'ev V.V., Komissarov D.K., Murzin R.R., Roslov Yu.V. Modelirovanie protsessov formirovaniya uglevodorodnykh sistem Yuzhno-Karskogo basseyna; printsipy i rezul'taty [Modeling of petroleum systems of South Kara basin: principles and results]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2011, no. 12, pp. 13-17. (In Russ.).

Musikhin K.V., Shuvaev A.O. Basseynovoe modelirovanie Bol'shekhetskoy vpadiny [Basin modeling of the Bolshekheta depression]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, no. 1, pp. 19-23. (In Russ.).

*Postanovleniya mezhdvomedstvennogo stratigraficheskogo komiteta i yego postoyannykh komissii* [Resolutions of the interdepartmental stratigraphic committee and its standing commissions]. Issue 36. Saint Petersburg: VSEGEI, 2006, 64 p. (In Russ.).

*Resheniye 6-go Mezhdvomedstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri, Novosibirsk, 2003 g.* [Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of revised stratigraphic schemes of Mesozoic strata of Western Siberia, Novosibirsk, 2003]. SNIIGGiMS, IGNG SO RAN, Novosibirsk, 2004, 114 p. (In Russ.).

Ryzhkova S.V., Burshteyn L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beyzel' A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri: stroenie, korrelyatsiya i tolshchiny [The Bazhenov Formation of Western Siberia: structure, correlation, and thickness]. *Geologiya i geofizika*, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 1053-1074. (In Russ.).

Safronov P.I., Deshin A.A. Istoriya generatsii uglevodorodov v yurskikh neftegazoproizvodyashchikh tolshchakh Bol'shekhetskoy megasineklizy [Jurassic source rocks hydrocarbon generation history in the Bolshe Kheta megasyncline]. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2020, vol. 15, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2020/11\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/11_2020.html) (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/11\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2020)

Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modelirovanie protsessov generatsii, migratsii i akumuliyatsii uglevodorodov v yurskikh i melovykh kompleksakh Enisey-Khatangskogo basseyna [Modelling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous sections of the Yenisei-Khatanga Basin]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2011, no. 5, pp. 48-55. (In Russ.).

Stupakova A.V., Kazanin G.S., Ivanov G.I., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Mal'tsev V.V., Pavlov S.P., Ul'yanov G.V. Modelirovanie protsessov obrazovaniya uglevodorodov na territorii Yuzhno-Karskoy vpadiny [Modeling of hydrocarbon formation processes in the South-Kara Basin]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2014, no. 4, pp. 47-51. (In Russ.).



Sweeney J.J., Burnham A.K. Evolution of a sample model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG*, 1990, vol. 74, no. 10, pp. 1559-1570.

Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin-Heidelberg-New-York: Springer-Verlag, 1984, 538 p.

Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefi (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie) [The theory of sedimentary-migration origin of oil (historical review and current state)]. *Izvestiya AN, seriya geologicheskaya*, 1967, no. 11, pp. 137-142. (In Russ.).

Vassoevich N.B., Sokolov B.A. Geologo-geokhimicheskie predposylki ob`emno-geneticheskogo metoda otsenki resursov nefi i gaza [Geological and geochemical prerequisites of the volume-genetic method of oil and gas resource estimation]. *Ob`emno-geneticheskiy metod otsenki resursov nefi i gaza*, Tashkent: SNIIGiMS, 1980, pp. 15-21. (In Russ.).

Welte D.H. Horsfield B., Baker D.R. *Petroleum and basin evolution. Insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling*. Berlin, New York: Springer, 1997, 535 p.