



**А. П. Афанасенков**  
канд. геол.-мин. наук  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
заместитель генерального директора  
МГУ им. М.В. Ломоносова<sup>2</sup>  
ведущий научный сотрудник  
afanasev@vniigni.ru



**С. М. Френкель**  
канд. геол.-мин. наук  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
заведующий отделом научно-методического  
и технологического обеспечения  
frenk@vniigni.ru



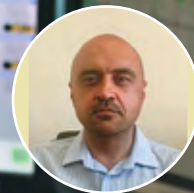
**О. И. Меркулов**  
канд. геол.-мин. наук  
АО «НВНИИГ»<sup>3</sup>  
заместитель управляющего  
директора по геологии  
merkulov@vniiigg.san.ru



**М. А. Никишина**  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
заведующий сектором  
мониторинга недропользования  
andriyanova@vniigni.ru



**М. А. Шпильман**  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
ведущий геолог  
shpilman@vniigni.ru



**К. В. Ерошкин**  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
заведующий сектором  
информационного обеспечения  
мониторинга недропользования  
eroshkin@vniigni.ru



**И. А. Евстратова**  
ФГБУ «ВНИГНИ»  
геолог 1 категории  
torgovykh@vniigni.ru



**А. Л. Петров**  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
геолог 1 категории  
a.petrov@vniigni.ru



**С. В. Можегова**  
ФГБУ «ВНИГНИ»<sup>1</sup>  
старший научный сотрудник  
mozhegova@vniigni.ru

# Оценка перспектив нефтегазоносности Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей методом бассейнового моделирования углеводородных систем

<sup>1</sup>Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36.

<sup>2</sup>Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, 1

<sup>3</sup>Россия, 410012, Саратов, ул. Московская, 70.

Приведены результаты оценки перспектив нефтегазоносности Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей (Гыданско-Усть-Енисейского блока) методом бассейнового моделирования углеводородных систем. Выполнена реконструкция истории геологического развития бассейна, включая онтогенез углеводородов, с использованием максимально полного массива геолого-геофизической и геохимической информации по району работ. Оценен объем генерированных углеводородов нефтегазоматеринскими толщами региона – 536,4 млрд т.у.т. УВ. Основной вклад в генерацию УВ внесли китербютская ( $J_1,kt$ ) и яновстанская ( $J_3-K_1jan$ ) свиты. Наибольшее количество аккумулированных УВ приурочено к нижнеюрским ( $J_1$ ), среднеюрским ( $J_2$ ) и меловым (К) отложениям. Прогнозные зоны аккумуляции на изучаемой территории в целом согласуются с выявленными месторождениями, что может свидетельствовать о надежности выполненного исследования

**Ключевые слова:** бассейновое моделирование углеводородных систем; Гыданская НГО; Енисей-Хатангская НГО; нефтегазоматеринские толщи; генерация УВ; аккумуляция УВ

**К**оллективом авторов была проведена оценка перспектив нефтегазоносности севера Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской НГП методом бассейнового моделирования углеводородных систем с применением программного продукта *TemisFlow* компании *Beicip-Franlab*. Для исследования было выделено 3 блока (с запада на восток) – Гыданско-Усть-Енисейский, Балахнинско-Анабаро-Хатангский и Лено-Анабарский (рис. 1).

Геологический разрез всей рассматриваемой территории сложен терригенными и карбонатными осадочно-формационными комплексами в диапазоне от верхнепротерозой-нижнекаменноугольного до кайнозойского [3]. Плотность сейсмической изученности блоков снижается с запада на восток: для Гыданско-Усть-Енисейского блока она составляет 0,4 км/км<sup>2</sup>, Балахнинско-Анабаро-Хатангского – 0,2 км/км<sup>2</sup>, Лено-Анабарского – 0,1 км/км<sup>2</sup>. Схожая тенденция наблюдается и при рассмотрении плотности бурения – наибольшее значение у Гыданско-Усть-Енисейского блока – 1,7 м/км<sup>2</sup>, а у Балахнинско-Анабаро-Хатангского и Лено-Анабарского – 0,2 и 0,01 м/км<sup>2</sup>, соответственно. На территории Гыданско-Усть-Енисейского блока открыто 36 месторождений углеводородов (УВ), Балахнинско-Анабаро-Хатангского – 2.

Рассчитанные объемы генерированных УВ для блоков следующие: Гыданско-Усть-Енисейский – 536,4 млрд т.у.т., Балахнинско-Анабаро-Хатангский – 335,6 млрд т.у.т., Лено-Анабарский – 138,7 млрд т.у.т. [15].

В статье приведены результаты моделирования только для Гыданско-Усть-Енисейского

блока, вследствие его наибольшей изученности и большего, по сравнению с остальными блоками, количества геологической информации. Немаловажным является факт наличия открытых месторождений, с данными которых можно сравнивать итоги моделирования.

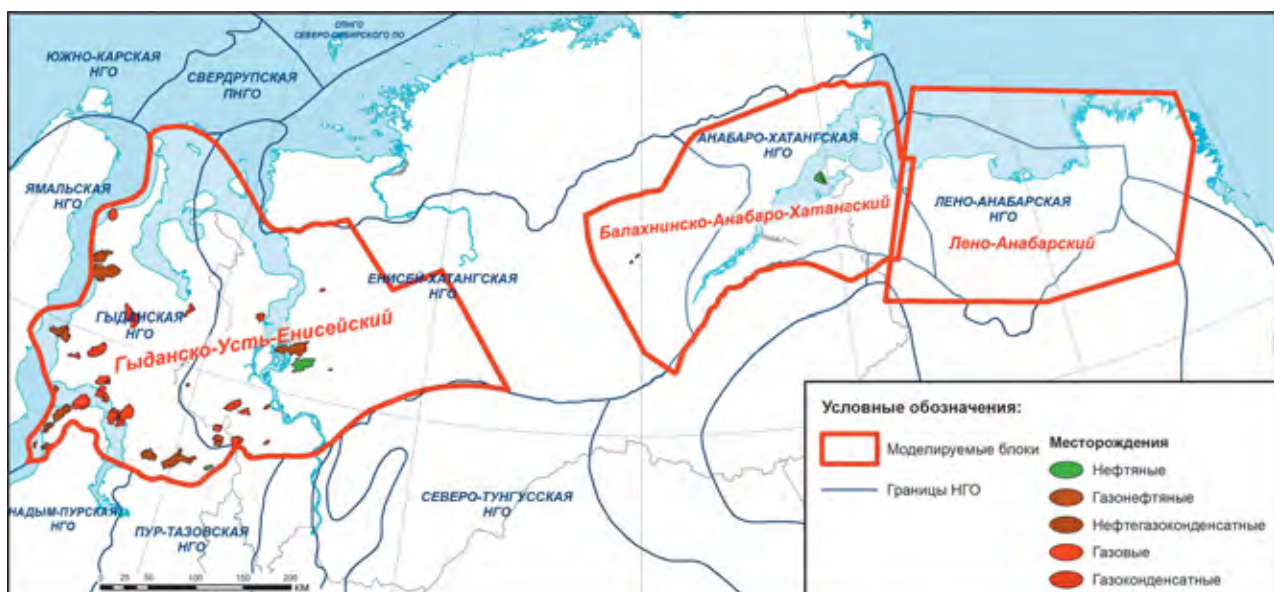
Территория Гыданско-Усть-Енисейского блока простирается с запада на восток на ~ 780 км, а с севера на юг – на ~ 605 км. Общая площадь составляет 260 тыс. км<sup>2</sup>. В разрезе осадочного чехла выделяются следующие структурно-формационные комплексы [3]:

- 1 – пассивно-окраинный шельфовый верхнепротерозой-нижнекаменноугольный терригенно-карбонатный;
- 2 – дельтовый угленосный среднекаменноугольно-пермский;
- 3 – вулканогенный верхнепермско-нижнетриасовый рифтовый;
- 4 – платформенный терригенный (плитный, пострифтовый) среднетриас-юрско-меловой;
- 5 – кайнозойский комплекс альпийской активизации – дельтовые, эстуарные, терригенные осадки.

В тектоническом отношении моделируемый блок расположен в пределах двух надпорядковых тектонических элементов: Западно-Сибирской плиты на западе и Енисей-Хатангского регионального прогиба на востоке.

По состоянию на 01.04.2018 на изучаемой территории открыто 36 месторождений: 18 газовых, 8 нефтегазоконденсатных, 7 газоконденсатных, 2 нефтяных, 1 газонефтяное. Залежи углеводородов приурочены к терригенным ре-

Рис. 1.  
Обзорная карта района исследований





**Рис. 2.**  
*Схема реализации технологии бассейнового моделирования*

зервуарам пяти нефтегазоносных комплексов: среднеюрского ( $J_2$ ), верхнеюрского ( $J_3$ ), неокомского ( $K_1b-K_1br$ ), апт-альб-сеноманского ( $K_1a-K_2s$ ) и турон-сантонского ( $K_2t-K_2st$ ).

В современной мировой практике для оценки перспектив нефтегазоносности в региональном масштабе и снижения рисков геологоразведочных работ (ГРП) применяется технология бассейнового моделирования. Такой подход позволяет при дефиците исходных данных подготовить непротиворечивую геологическую модель региона. Главным преимуществом бассейнового моделирования является возможность многовариантных расчетов, в зависимости от изменения исходных данных, и оценка чувствительности модели к исходным параметрам.

Создание методики количественного прогноза перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна путем анализа его эволюции, а также эволюции происходящих в нем процессов, предпринималось как отечественными, так и зарубежными учеными, начиная с середины 1960-х гг. XX в. (И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, Б.А. Соколов, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, В.И. Шпильман, Дж. Эспиталье, Б. Тиссо, Д. Вельте, М. Доу, В. Магун и др.) [4, 12].

Первые программные продукты, реализующие прямое математическое моделирование

процессов формирования осадочных бассейнов и их нефтегазоматеринского потенциала, были разработаны на рубеже 70-80-х годов прошлого века. При этом наблюдался паритет между иностранными и отечественными разработками. В 1980-е и особенно в 1990-е годы в связи бурным развитием за рубежом компьютерной техники западные компании ушли далеко вперед. Отечественные разработки носили преимущественно методический характер.

К настоящему времени на рынке, безусловно, доминируют крупные иностранные компании: *Beicip-Franlab (TemisFlow)*, *Schlumberger (PetroMod)*, *Platte River Associates, Inc. (BasinMod)*, *SINTEF (SEMI)*, *Halliburton (Permedia)*. Вместе с тем, активно развиваются и российские разработки – Геогрид (*Sedim*) и др.

С целью оценки перспектив нефтегазоносности, вне зависимости от масштаба реализации, бассейновое моделирование реализуется в три последовательные стадии: создание геологической модели, моделирование геологических процессов и, собственно, оценка перспектив нефтегазоносности (**рис. 2**) [7].

Как любое методическое решение, бассейновое моделирование имеет ряд недостатков и ограничений. Они обусловлены как ограничениями вычислительных систем, так и не-

№	Отражающий горизонт (ОГ)	Стратиграфическая приуроченность (к кровле)	
1	G	$K_2S_{2-3}$	Долганская свита
2	M1	$K_1a^3 - K_1a1^1$	Танопчинская и низы яковлевской свиты
3	Bjan	$J_3tt-K_1b$	Яновстанская свита
4	Bsig	$J_3km$	Сиговская свита
5	T1	$J_2bt^3$	Малышевская свита
6	T2	$J_2b^1$	Вымская свита
7	T3	$J_2a^1$	Надояхская свита
8	T4	$J_1t^1$	Китербютская свита
9	T5	$J_1p^3$	Зимняя свита
10	Ia (III)	$T_3vt$	Витютинская свита
11	Iб (IV <sub>1</sub> )	$T_{2-3}vr$	Варенгаяхинской свита
12	Iв (IV <sub>2</sub> )	$T_{1-2}pr$	Пурская свита
13	A (V)	-	Разновозрастные палеозойские отложения
14	Va	$C_{2+3}?$	Верхнекаменноугольные отложения
15	VI	$S-C_1?$	Среднепалеозойский комплекс
16	VIII	$V-O?$	Венд-нижнепалеозойский комплекс
17	Xa	$R_3?$	Верхнерифейские платформенные отложения, эрозийная поверхность докембрийских отложений

Таблица 1.

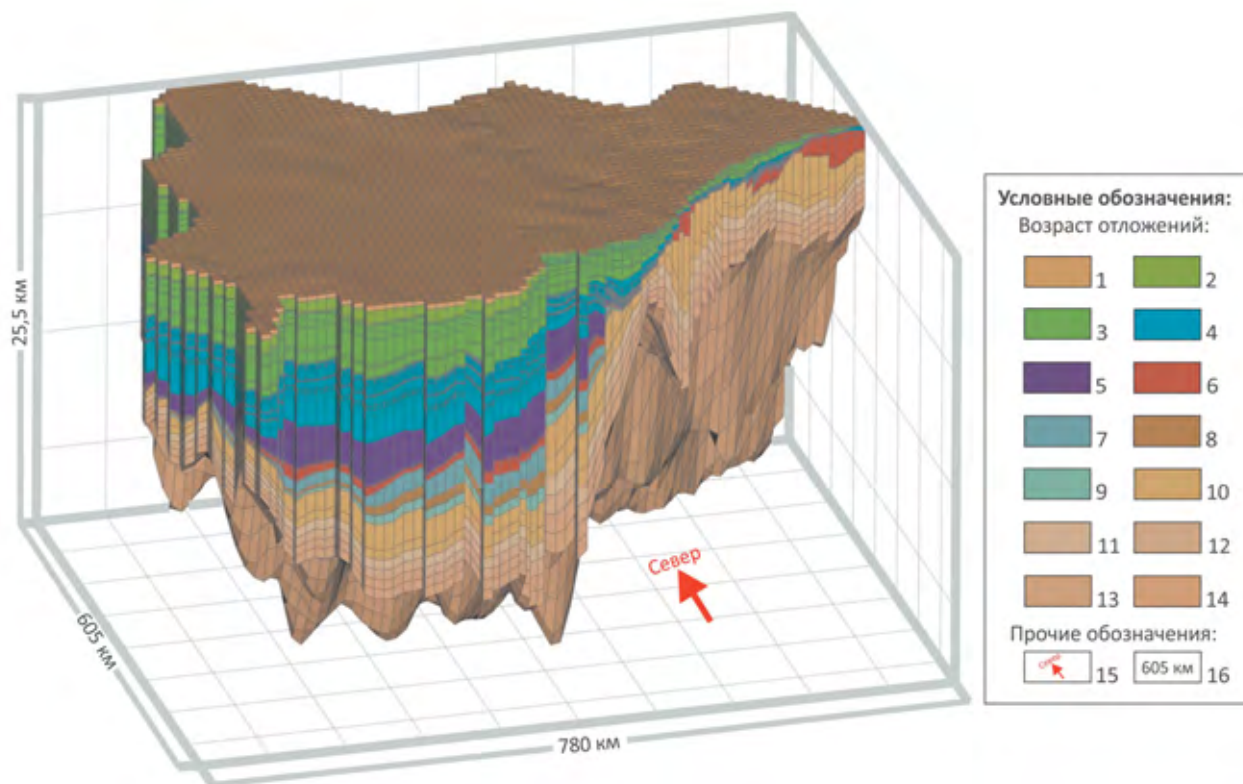
Опорные горизонты, заложенные в бассейновую модель Гыданско-Усть-Енисейского блока

доработками методического плана. Зачастую при приобретении нефтегазовой компанией дорогого программного обеспечения перед исполнителями проектов ставятся грандиозные задачи по созданию 3D-моделей крупных регионов (нефтегазоносных провинций) с выходом на локальный прогноз нефтегазоносности с подсчетом локализованных ресурсов УВ. На практике такие проекты в рамках только региональной модели – нереализуемы. Любая региональная модель подразумевает существенное упрощение реальной геологической ситуации. Все неоднородности геологической среды, специфика процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции не могут быть реализованы в региональном плане. В связи с этим без опытного геолога или группы геологов, аккумулирующих информацию по региону и обосновывающих эмпирические модели, не обойтись. Бассейновое моделирование выступает лишь удобным и производительным инструментом в руках специалистов. Требовать от него решения всех проблем компании не следует.

В настоящее время в коммерческих программных продуктах недоработан целый ряд

аспектов методического плана, с которыми сталкиваются пользователи: созревание микро-нефти на путях миграции и в ловушках, потери на путях миграции, фазовый и компонентный состав аккумулярованных УВ, влияние на состав скоплений процессов гипергенеза и др. Недоработаны расчетные модули («калькуляторы»), которые основаны на методических решениях и компонентной базе вычислительных систем 10–15-летней давности. Возникают проблемы со скоростью вычислений и устойчивостью расчетных схем.

Опыт реализации бассейнового моделирования свидетельствует о том, что технология не может непосредственно использоваться при оценке ресурсного потенциала территорий (нелокализованные ресурсы), а зачастую, и локальных объектов (структур). Основная сфера применения – качественный прогноз нефтегазоносности и обоснование значений подсчетных характеристик и объектов для количественного прогноза. В частности, значений пористости, нефтегазонасыщенности, эталонных и расчетных участков, пластовых давлений, температур, объемов генерированных и эмигрировавших УВ и т.д.



**Рис. 3.**

Структурная модель Гыданско-Усть-Енисейского блока. Возраст отложений: 1 – неоген-четвертичный; 2 – позднемеловой; 3 – раннемеловой; 4 – юрский; 5 – триасовый; 6 – пермский; 7 – средне- и позднекаменноугольный; 8 – позднедевонский; 9 – среднедевонско-силурийский; 10 – ордовикско-позднерифейский; 11-14 – рифейский. Прочие обозначения: 15 – стрелка северного направления; 16 – размеры моделируемого блока

Несмотря на обозначенные недостатки, бассейновое моделирование в настоящее время является наиболее мощным, эффективным и гибким аппаратом геологических исследований [7, 10].

Плотность сейсмической изученности Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО составляет 0,4 км/км<sup>2</sup>, а буровой – 1,7 м/км<sup>2</sup>. Региональная стадия ГРП здесь еще не завершена. Остро стоит вопрос о ресурсном потенциале региона и наиболее перспективных зонах нефтегазоаккумуляции. Для решения этой задачи ранее было выполнено 3D бассейновое моделирование Карского региона [10].

Первым шагом создания бассейновой модели стало формирование ее структурного каркаса: были заданы основные горизонты разреза, глубины их залегания, мощности и т.д. Для построения структурной модели осадочного чехла Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО использовались структурные карты масштаба 1:1000000 по основным отражающим горизонтам (ОГ) (табл. 1).

Карты были увязаны со стратиграфическими отбивками по 70 скважинам. Поверхности были адаптированы к созданной по данным сейсмических исследований сети разломов, имею-

щих существенное значение для восстановления истории осадконакопления. Для увеличения детализации структурной модели методом схождения были построены дополнительные поверхности с использованием перечисленных выше опорных сейсмических поверхностей, карт общей мощности пластов и результатов интерпретации ГИС. В результате проделанных вычислений структурная модель состоит из 244 000 ячеек, разбитых на 46 слоев, которые соответствуют основным стратиграфическим единицам осадочного чехла моделируемой территории (рис. 3).

После создания структурного каркаса исследуемого бассейна для каждого горизонта была задана литологическая характеристика, основанная на анализе скважинных данных и сейсмической информации. Для корректного восстановления истории развития территории в модели были учтены периоды эрозии и рифтогенеза, оказывающие существенное влияние на геометрию осадочного чехла, тепловой режим бассейна и степень катагенеза нефтематеринских пород (табл. 2).

Для отображения в табл. 2 некоторые горизонты, схожие по литологическому составу и принадлежащие к одному временному пе-

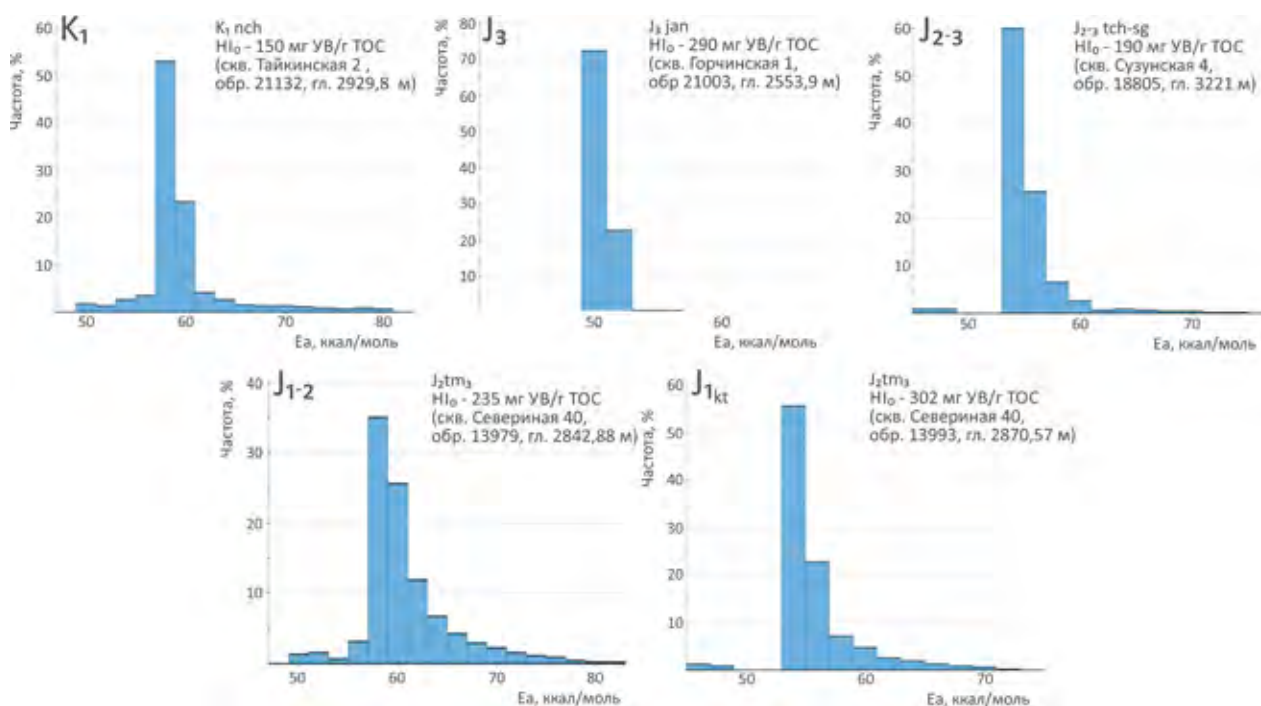
Время формирования (млн лет)		Комплекс отложений/свита /пласт(-ы)	Литологический состав, %		
Начало	Конец		Аргиллиты	Песчаники	Алевриты
2,25	0	Образование криолитозоны			
33	0	Олигоцен–миоценовый	20	70	10
33	0	Эрозия бортовых зон и мегавалов			
92	33	Верхнемеловой– палеогеновый	50	–	50
95	92	Эрозия			
137	95	Верхне–нижнемеловой	*		
141	137	Нижнехетская свита	55	45	–
145	141	Пласты НХ <sub>1-4</sub>	*		
149	145	Эрозия			
151	149	Яновстанская свита	80	–	20
154	151	Пласты СГ <sub>1-7</sub>	*		
157	154	Сиговская свита	50	–	50
160	157	Точинская свита	50	–	50
165	160	Пласты ЮЕ <sub>2-4</sub>	*		
170	165	Мальшевская свита	50	–	50
172	170	Пласт ЮЕ <sub>5</sub>	50	–	50
174	172	Леонтьевская свита	50	–	50
175	174	Пласты ЮЕ <sub>6-9</sub>	*		
176	175	Вымская свита	50	–	50
177	176	Лайдинская свита	50	–	50
179	177	Пласты ЮГ <sub>10</sub>	50	–	50
183	179	Пласты ЮЕ <sub>10-12</sub>	*		
184	183	Китербютская свита	50	–	50
187	184	Пласты ЮЕ <sub>13-14</sub>	*		
189	187	Левинская свита	50	–	50
199	189	Пласты ЮГ <sub>18-23</sub>	*		
216	199	Эрозия			
245	216	Триасовый	*		
260	245	Рифтогенез			
299	260	Пермский	*		
318	299	Средне–верхнекарбоновый	*		
443	318	Силур–нижнекарбоновый	*		
620	443	Венд–ордовикский	*		
1600	620	Рифейский	*		
*Использованы карты седиментационно–емкостного районирования [2]					

Таблица 2.  
Исходные данные, загруженные в бассейновую модель: литология и эрозии

НГМТ (прослой в горизонтах, обогащенные УВ)	Возраст	Характеристики НГМТ			
		Средняя толщина НГМТ (м)	Преимущественный тип керогена	Содержание $C_{орг}$ исх., %	Исходный водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$
Нижнехетская	$K_1nch$	93	III	2	150
Яновстанская	$J_3-K_1jan$	124	II + III	0,7–6,4	300–340
Сиговская	$J_3sig$	68	III	0,6–2,2	190
Точинская	$J_{2-3}tch$	150	III	0,5–2,6	190
Малышевская	$J_2ml$	85	III	0,3–2,5	235
Леонтьевская	$J_2ln$	129	III	0,3–2,5	235
Вымская	$J_2wm$	55	III	0,3–2,5	235
Лайдинская	$J_2ld$	55	III	0,4–3,2	235
Китербютская	$J_1kt$	44	II + III	0,4–3,2	300
Левинская	$J_1lv$	41	III	0,4–3,2	235

**Таблица 3.**  
 Перечень НГМТ, заложенных в модель

**Рис. 4.**  
 Распределение энергий активации ( $E_a$ ) реакции разложения керогенов основных нефтегазоматеринских толщ юрско-мелового возраста



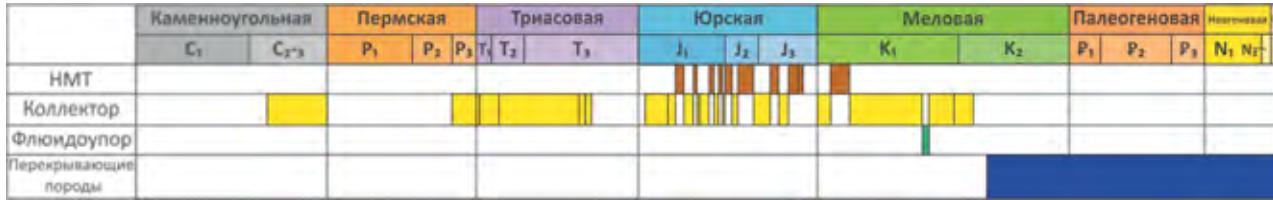


Рис. 5. Схема стратиграфической приуроченности элементов УВ-систем Гыданско-Усть-Енисейского блока

риоду (эратеме, системе, отделу), объединены в комплексы отложений для сокращения количества отображаемой информации. Отдельные пласты также сгруппированы с той же целью.

В осадочном чехле моделируемого блока в пределах 10 горизонтов выделены прослои, обогащенные органическим веществом (ОВ) (далее НГМТ – нефтегазоматеринские толщи), преимущественно глинистого состава. Их геохимические характеристики определены по данным исследования кернa 34 скважин, кроме того, были привлечены фоновые источники (табл. 3).

Площадь распространения нефтематеринских пород на разных стратиграфических уровнях была определена на основе палеофациальных построений. Также на их основе были определены палеоглубины для всего разреза.

Входные данные о характеристиках каждой нефтегазоматеринской толщи включали:

- схемы начального содержания  $C_{орг}$  ( $TOC_0$ );
- значения начального водородного индекса ( $HI_0$ );
- кинетические схемы распределения энергий активации ( $Ea$ ) реакций разложения керогена.

Современное содержание  $C_{орг}$  оценивалось в разных фациальных зонах как средневзвешенное на мощность нефтематеринской толщи

с учетом толщин прослоев разного литологического состава. Доля материнских пород (преимущественно глин, аргиллитов и алевролитов) в составе каждой нефтематеринской толщи оценивалась по данным ГИС в изученных скважинах.

Реконструкция исходного содержания  $C_{орг}$  ( $TOC_0$ ) проводилась с использованием коэффициента трансформации ( $TR$ ) керогена по формулам:

$$TOC_0 = \frac{83,33 \times HI_C \times TOC_C}{HI_0 \times (1 - TR) \times (83,33 - TOC_C) + HI_C \times TOC_C} \quad (1)$$

где  $HI_0$  – исходный водородный индекс (до начала процесса генерации УВ), мг УВ/г  $C_{орг}$ ,  $HI_C$  – современный водородный индекс, мг УВ/г  $C_{орг}$ ,  $TR$  – коэффициент трансформации ОВ:

$$TR = 1 - \frac{HI_C \times [1200 - HI_0]}{HI_0 \times [1200 - HI_C]} \quad (2)$$

Начальный водородный индекс ( $HI_0$ ) для среднеюрско-нижнемеловых НГМТ получен непосредственно при анализе их методом *Rock-Eval*. Значение  $HI_0$  керогена материнской толщи китербютского возраста было взято по аналогии с  $HI$  незрелых прослоев озерных сапропелитов в верхнетюменской подсвите Карабашской зоны Западно-Сибирской НГП.

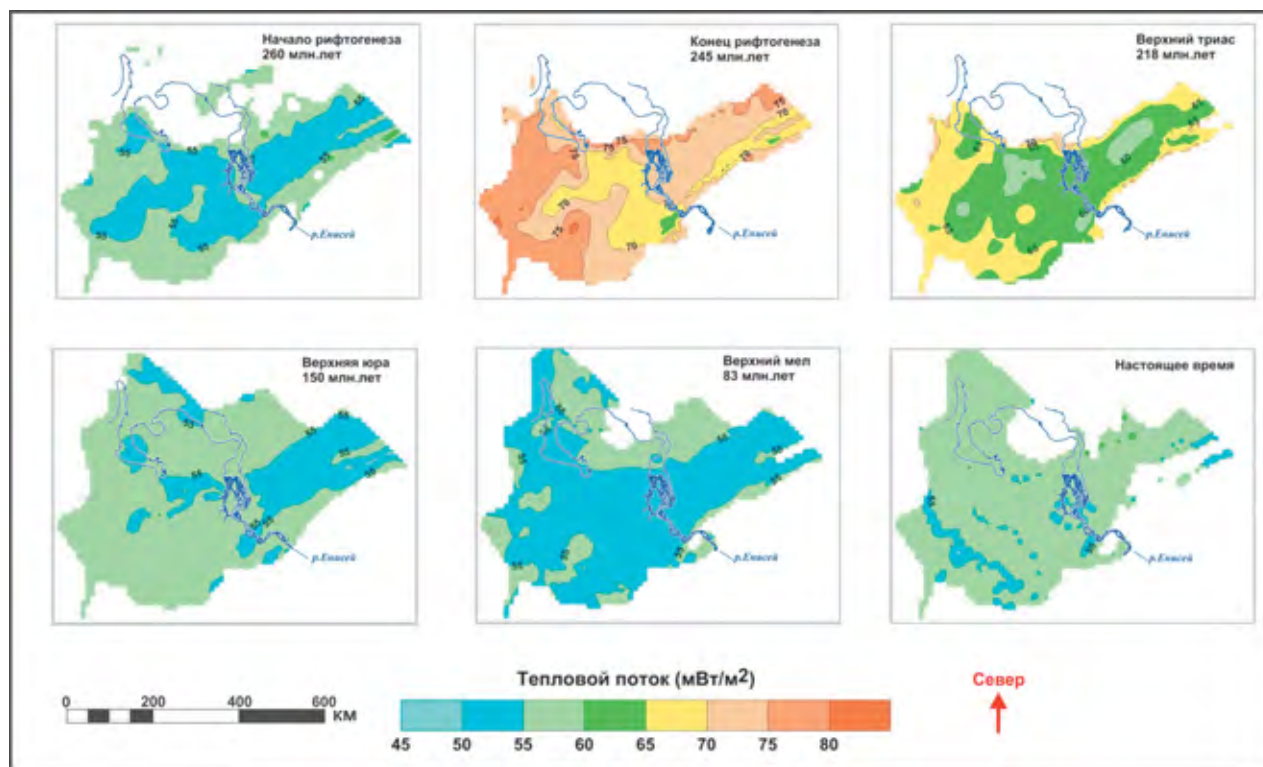
Схемы распределения энергий активации ( $Ea$ ) реакций разложения керогена получены в результате исследования образцов нефтегазоматеринских пород из зон невысокого катагенеза, т.е. зон, в которых активные процессы генерации УВ еще не начались. На рис. 4 приведены соответствующие распределения  $Ea$  для керогенов выбранных нефтегазоматеринских толщ.

Помимо нефтематеринских толщ были заданы такие элементы УВ – системы, как покрышки, коллекторы и перекрывающие породы, охарактеризованные по результатам анализа скважинных и сейсмических данных (рис. 5).

При моделировании также учитывалось изменение экранирующих свойств покрышек и фильтрационно-емкостных свойств коллекто-

Таблица 4. Значения среднегодовых температур на поверхности осадочного чехла на разные годы в ходе геологического развития

Время, млн лет	Эра/ Эпоха	Температура, °С
2,25–0	Q	–12
25	Pg <sub>3</sub>	20
83	K <sub>2</sub>	22
199	J <sub>1</sub>	18
251	T <sub>1</sub>	17
299	P <sub>1</sub>	21
318	C <sub>2</sub>	26
1600	RF <sub>3</sub>	26



**Рис. 6.**  
*Динамика изменения теплового потока на поверхности во времени*

ров по площади, связанное с литологическими неоднородностями.

Моделирование генерации УВ требует реконструкции термических условий на протяжении всего геологического времени развития нефтегазоносного бассейна. При создании тепловой модели использовались данные по среднегодовым палеотемпературам и современной температуре на поверхности осадочного чехла, а также по температуре в верхней части мантии (по литературным данным) [5, 8, 9, 11].

На изучаемой территории в палеозое и мезозое среднегодовые температуры были положительными, а в неоген-четвертичное время, в периоды оледенения, среднегодовые температуры опускались ниже нуля градусов. Таким образом, сформировалось геотермическое несогласие [1] (*табл. 4*).

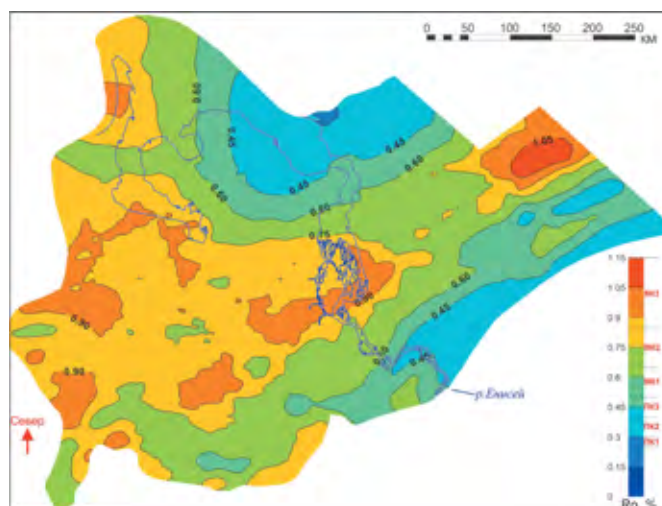
Формирование многолетней криолитозоны на севере Евразии началось около 2–2,5 млн лет назад [14]. Температура горных пород закономерно понижается с юга на север (от -7 – -4 до -13 °С) и с запада на восток, что связано, вероятно, с увеличением континентальности климата. Минимальная температура пород на западе территории составляет -10 °С, на востоке – -13 °С.

Рассчитанные в результате моделирования значения теплового потока соответствуют представлениям об истории геологического развития бассейна [3]. Более высокие значения теплового

потока наблюдаются на раннем этапе развития бассейна, связанного с рифтогенезом, затем прогнозируются более низкие значения (*рис. 6*).

После восстановления истории осадконакопления был проведен контроль (калибровка) полученной модели бассейна по температурным замерам в скважинах и по значениям показателя отражательной способности витринита

**Рис. 7.**  
*Прогнозная карта катагенетической зрелости органического вещества (по значениям показателя отражательной способности витринита – Ro (%)) отложений яновстанской свиты на территории Гыданско-Усть-Енисейского блока*



НГМТ (название свиты)	Возраст	Объем генерации УВ, млн т.у.т.		
		Всего по моделируемому участку	Гыданская НГО	Западная часть Енисей-Хатангской НГО
Нижнехетская	$K_1nch$	1947	1191	756
Яновстанская	$J_3-K_1jan$	108 900	77 170	31 730
Сиговская	$J_3sig$	22 520	163	22 357
Точинская	$J_{2-3}tch$	59 550	30 390	29 160
Малышевская	$J_2ml$	21 230	10 490	10 740
Леонтьевская	$J_2ln$	75 840	38 030	37 450
Вымская	$J_2wm$	34 230	19 810	14 420
Лайдинская	$J_2ld$	48 330	27 360	20 970
Китербютская	$J_1kt$	101 400	62 920	38 480
Левинская	$J_1lv$	62 790	38 580	24 210
Всего		536 377	306 104	230 273

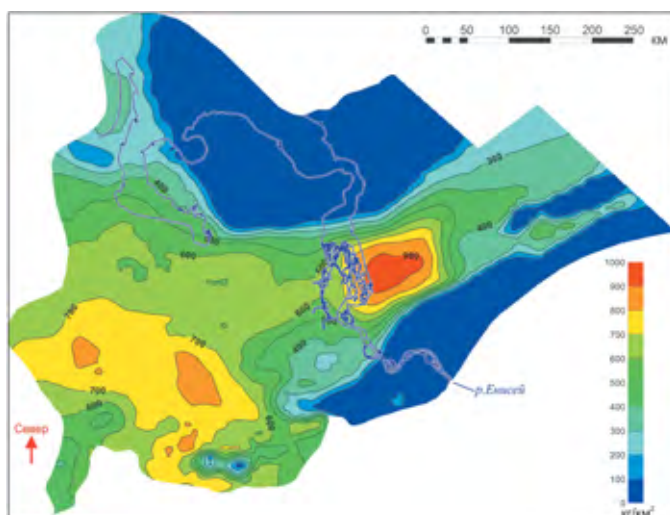
Таблица 5.

Рассчитанный объем генерированных УВ для НМТ Гыданско-Усть-Енисейского блока

( $R_o$ ), характеризующего степень катагенетической преобразованности нефтегазоматеринских пород. Рассчитанные значения показали хорошую сходимость со значениями прямых замеров на образцах пород и соответствие региональным тенденциям в изменении катагенетической зрелости органического вещества [6, 13]. Полученные по результатам бассейнового моделирования карты отражательной способности витринита ( $R_o$ ) соответствуют реальным замерам по скважинам (рис. 7).

Рис. 8.

Карта удельных плотностей эмиграции углеводородов (нефти и газа) из китербютской НГМТ в пределах Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО



Важнейшим результатом выполненного бассейнового моделирования стала оценка генерационного и эмиграционного потенциала нефтегазоматеринских свит. Согласно полученным данным, суммарный объем сгенерированных УВ на исследуемой территории составил 536,4 млрд т.у.т. (табл. 5).

Объем УВ эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ определяет верхнюю границу ресурсного потенциала региона. В целом по изучаемой территории, как и в Гыданской НГО, в частности, основные объемы эмигрировавших УВ связаны с китербютской и яновстанской свитами нижней и верхней юры, соответственно. На территории западной части Енисей-Хатангской НГО максимальные объемы эмигрировавших УВ связаны с китербютской ( $J_1$ ) и леонтьевской ( $J_2$ ) свитами. На рис. 8 в качестве примера продемонстрирована карта удельных плотностей эмигрировавших углеводородов (нефти и газа) из китербютской нефтегазоматеринской толщи.

При оценке ресурсного потенциала района работ использовалось прямое математическое моделирование процессов миграции и аккумуляции УВ. При этом вводились дополнительные эмпирические поправочные коэффициенты, учитывающие особенности нефтегазоносности региона (плотность ловушек, степень заполнения  $K_{зап}$  и т.д.). Был оценен ресурсный потенциал продуктивных комплексов исследуемой территории и выделены зоны аккумуляции УВ (табл. 6, 7, рис. 9).

НГК	Масса аккумулярованных УВ, млн т.у.т.		Всего
	Гаданская НГО	Западная часть Енисей – Хатангской НГО	
Меловой (К)	7677	4705	12 382
Верхнеюрский (сиговская свита) ( $J_3$ sig)	2399	1381	3780
Среднеюрский ( $J_2$ )	7173	6898	14 071
Нижнеюрский ( $J_1$ )	10 868	6788	17 656
<b>Всего</b>	<b>28 117</b>	<b>19 772</b>	<b>47 889</b>

**Таблица 6.**

Распределение расчетных объемов аккумуляции УВ для Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО в структурных ловушках (степень заполнения ловушек – 100%)

Основные объемы аккумуляции в структурных ловушках связаны с нижнеюрскими, среднеюрскими и меловыми отложениями. Рассчитанные области возможного скопления УВ в пределах изучаемой территории в целом соответствуют выявленным месторождениям. Так, например, по результатам моделирования выделяются скопления УВ в пределах Западно- и Восточно-Мессояхского, Гыданского, Геофизического, Антипаютинского, Семаковского месторождений. Зоны аккумуляции УВ на рассматриваемых месторождениях выделяются как в меловых, так и в юрских отложениях, в то время как выявленные залежи приурочены только к меловому комплексу (за исключением газоконденсатной залежи в среднеюрских отложениях на Геофизическом месторождении). На рассматриваемых месторождениях юрские отложения вскрыты всего несколькими скважинами (Восточно-Мессояхская-2, Семаковская-54, Геофизические- 46, 52 и Западно-Мессояхская-4). Кроме того, по результатам моделирования крупные зоны аккумуляции УВ приурочены к Танамско-Малохетскому и Рассохинскому мегавалам, что позволяет считать эти участки перспективными для поисков залежей нефти и газа при наличии в их разрезе пород-коллекторов. В нижнеюрских отложениях в пределах изучаемой территории на сегодняшний момент не открыто залежей УВ, а результа-

ты моделирования указывают на их возможную высокую перспективность.

### **Выводы**

На основе результатов выполненного бассейнового моделирования проведена оценка аккумуляции УВ в пределах Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО. Бассейновое моделирование позволяет качественно подойти к прогнозу нефтегазоносности и обосновать значения подсчетных характеристик и объектов для количественного прогноза.

Существенное влияние на объемы генерации оказали величина теплового потока и масштабы эрозии. Вклад в общий объем сгенерированных УВ внесли все НГМТ, из которых наибольший – китербютской и яновстанской свитами нижней и верхней юры, соответственно.

По итогам выполненной работы можно сделать прогноз местоположения предполагаемых скоплений УВ. Так, значительная часть сгенерированных флюидов мигрировала в разное время в сторону приподнятых областей.

Наиболее высокие перспективы нефтегазоносности связаны с ниже-среднеюрскими и меловыми отложениями.

Результаты проведенных исследований необходимо учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности отложений и выбора направления поисковых работ на нефть и газ в Гы-

**Таблица 7.**

Распределение расчетных объемов аккумуляции УВ по НГК моделируемой территории в структурных ловушках с учетом разной степени их заполнения

НГК	Масса аккумулярованных УВ, млн т.у.т.			
	$K_{зап} = 0,3$	$K_{зап} = 0,5$	$K_{зап} = 0,7$	$K_{зап} = 1$
Меловой	3715	6191	8668	12 382
Верхнеюрский (сиговская свита) ( $J_3$ sig)	1134	1890	2646	3780
Среднеюрский ( $J_2$ )	4221	7036	9850	14 071
Нижнеюрский ( $J_1$ )	5297	8828	12 359	17 656
<b>Всего</b>	<b>14 367</b>	<b>23 945</b>	<b>33 523</b>	<b>47 889</b>



Рис. 9.

**Расположение зон аккумуляции УВ в структурных ловушках берриас-аптского и юрского НГК (структурно-тектоническая карта мезозойского-кайнозойского комплекса северного обрамления Сибирской платформы [3]):** 1 – береговая линия; 2 – границы Гыданско-Усть-Енисейского блока; 3 – месторождения УВ; 4 – зоны аккумуляции юрского НГК; 5 – зоны аккумуляции берриас-аптского НГК; 6 – месторождения УВ; 7 – границы надпорядковых тектонических элементов; 8 – границы суперпорядковых тектонических элементов; 9 – границы тектонических элементов I порядка; 10 – границы тектонических элементов II порядка; 11 – суперпорядковые структурно-тектонические элементы; 12 – структурно-тектонические элементы I и II порядков; 13 – положительные структурно-тектонические элементы; 14 – отрицательные суперпорядковые структурно-тектонические элементы; 15 – отрицательные структурно-тектонические элементы I и II порядков; 16 – моноклизы и выступы; 17 – седловины; 18 – обрамляющие территории.

**Месторождения УВ:** 1 – Штормовое; 2 – Центрально-Ольгинское; 3 – Салмановское (Утреннее); 4 – Балахнинское; 5 – Хабейское; 6 – Гыданское; 7 – Ладертойское; 8 – Дерябинское; 9 – Геофизическое; 10 – Солетско-Ханавейское; 11 – Байкаловское; 12 – Трехбугорное; 13 – Восточно-Бугорное; 14 – Пайяхское; 15 – Озерное; 16 – Минховское; 17 – Восточно-Минховское; 18 – Нанадянское; 19 – Чугорьяхиснкое; 20 – Тота-Яхинское; 21 – Пеляткинское; 22 – Казанцевское; 23 – Ушаковское; 24 – Семаковское; 25 – Антипаютинское; 26 – Северо-Парусовое; 27 – Северо-Соленинское; 28 – Парусовое; 29 – Южно-Соленинское; 30 – Мессояжское; 31 – Зимнее; 32 – Новосоленинское; 33 – Обское; 34 – Южно-Парусовое; 35 – Западно-Мессояжское; 36 – Восточно-Мессояжское; 37 – Горчиское; 38 – Варейское.


**Структурно-тектонические элементы Западно-Сибирской плиты.** Суперпорядковые элементы: I – Пакулихинская моноклиза; II – Ямало-Гыданская переходная зона. Структурно-тектонические элементы I порядка: 1 – Пендомаяхская впадина; 2 – Долганский прогиб; 3 – Ямало-Гыданская синеклиза; 4 – Сузунско-Ванкорский вал; 5 – Мессояжский мегавал; 6 – Гыданская седловина.

**Структурно-тектонические элементы Енисей-Хангского регионального прогиба.** Суперпорядковые элементы: III – Северо-Сибирская моноклиза; IV – Центрально-Таймырский желоб; V – Таймырская моноклиза. Структурно-тектонические элементы I и II порядка: 7 – Гыдано-Хатангская переходная зона; 8 – Носковский прогиб; 9 – Дудыптинский мегапрогиб; 10 – Агапский мегапрогиб; 11 – Пясинский полуграбен; 12 – Боганидо-Жданихинский мегапрогиб; 13 – Турку-Логатский прогиб; 14 – Танамо-Малохетский вал; 15 – Рассохинский мегавал; 16 – Балахнинский мегавал; 17 – Кубалахский вал; 18 – Таймырский выступ; 19 – Енисей-Янгодский склон; 20 – Янгодо-Горбитский выступ; 21 – Горбито-Байкурский склон.

**Структурно-тектонические элементы Анабаро-Ленского прогиба:** Суперпорядковые элементы: VI – Анабарская моноклиза; VII – Анабаро-Хатангская седловина; VIII – Лено-Анабарская впадина. Структурно-тектонические элементы I и II порядка: 22 – Харатумусская впадина; 23 – Сопочная зона поднятий; 24 – Нордвикский вал; 25 – Тягано-Анабарская зона поднятий

данской и западной части Енисей-Хатангской НГО.

Недостатком технологии является невозможность оценки нелокализованных ресурсов напрямую. Оценка локализованных ресурсов зачастую невозможна. Это обусловлено загромождением электронных геологических моделей расчетных объектов и трудностью корректного учета пространственной неоднородности их ключевых

параметров (амплитуда, пористость, нефтенасыщенная толщина). Кроме того, в существующих коммерческих программных комплексах не решены методические проблемы, связанные с превращением и потерями УВ на путях миграции и в ловушках УВ. Несмотря на это, технология бассейнового моделирования в настоящее время является наиболее мощным вероятностным гибким аппаратом геологических исследований. 

---

## Литература

1. Афанасенков А.П. Особенности катагенетических преобразований рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // *Геохимические и геофизические методы прямых поисков залежей углеводородов в Енисей-Хатангском прогибе*. Ленинград: Мингео СССР, Севморгеология. 1984. С. 69–80.
2. Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К. Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // *Вести газовой науки*. 2017. № 3. С. 59–79.
3. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламкаргов С.Л. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // *Геология нефти и газа*. 2018. № 1. С. 5–25.
4. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // *Известия АН СССР. Серия Геология*. 1967. № 11. С. 135–156.
5. Дучков А.Д. Геотермическая характеристика недр Западной Сибири // *А.Д. Дучков, Л.С. Соколова, В.Н. Девяткин. Методика и результаты изучения пространственно-временных вариаций геофизических полей*. Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГГМ. 1992. С. 44–78.
6. Емец Т.П., Лопатин Н.В., Литвинова В.Н. Катагенез и углеводородный потенциал отложений севера Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. 1986. № 1. С. 53–58.
7. Лопатин Н.В., Меркулов О.И., Кириллова Н.П., Меркулова Н.М., Касаткина Е.А. Некоторые аспекты нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в палеозойских и мезозойских отложениях шельфа Баренцева и Печорского морей // *Геология нефти и газа*. 2011. № 1. С. 31–37.
8. Подгорных Л.В. Геотермическая изученность Арктического региона // *Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона*. СПб: ВНИИОкеангеология. 1996. Вып. 1. Ч. 1. С. 64–69.
9. Подгорных Л.В. Трехмерная геотермическая модель Карского шельфа и прогноз нефтегазоносности // *Л.В. Подгорных, М.Д. Хуторской, И.С. Грамберг, Ю.В. Леонов. Доклады РАН*. 2001. Т. 380. № 2. С. 228–232.
10. Постнова Е.В. Моделирование формирования углеводородного потенциала Южно-Карского бассейна // *Е.В. Постнова, О.И. Меркулов, Н.П. Кузнецова, М.А. Потапов. Геомодель: тезисы докладов. Геленджик*. 2013. С. 55–58.
11. Скоробогатов В.А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... // *В.А. Скоробогатов, А.В. Строганов. М.: Недра-Бизнесцентр*. 2006. 261 с.
12. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука. 1980. 244 с.
13. 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. 1825–1887.
14. Фотиев С.М. Современные представления об эволюции криогенной области Западной и Восточной Сибири в плейстоцене и голоцене // *Криосфера Земли*. 2006. Т. X. № 2. С. 27–45.
15. Оценка ресурсного потенциала слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы на основе проведения современных геолого-геофизических исследований, регионального объемного и бассейнового моделирования с выделением объектов для параметрического бурения: геологический отчет. ФГБУ «ВНИГНИ». М.: ВНИГНИ. 2016. 2581 с. Исполн.: А.П. Афанасенков и др. № ГР 643-14-446.

---

UDC 550.8.053

**A.P. Afanasev**, PhD, Deputy General Director of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, leading research associate of Moscow State University named after MV Lomonosov<sup>2</sup>, [afanasev@vniigni.ru](mailto:afanasev@vniigni.ru)

**S.M. Frenkel**, PhD, Head of the Department of Scientific, Methodological and Technological Support of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [frenk@vniigni.ru](mailto:frenk@vniigni.ru)

**O.I. Merkulov**, PhD, Deputy Managing Director for Geology of JSC "Nizhny-Volzhsky Research Institute of Geology and Geophysics"<sup>3</sup>, [merkulov@vniigni.ru](mailto:merkulov@vniigni.ru)

**M.A. Nikishina**, Head of Sector for Subsoil Use Monitoring of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [andriyanova@vniigni.ru](mailto:andriyanova@vniigni.ru)

**M.A. Shpilman**, Leading Geologist of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [shpilman@vniigni.ru](mailto:shpilman@vniigni.ru)

**K.V. Eroshkin**, Head of Sector for Information Support of Subsoil Use Monitoring of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [eroshkin@vniigni.ru](mailto:eroshkin@vniigni.ru)

**I.A. Evstratova**, Geologist of 1 Category of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [torgovykh@vniigni.ru](mailto:torgovykh@vniigni.ru)

**A.L. Petrov**, Geologist of 1 Category of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [a.petrov@vniigni.ru](mailto:a.petrov@vniigni.ru)

**S.V. Mozhegova**, Senior Researcher of All-Russian Geological Research and Development Oil Institute<sup>1</sup>, [mozhegova@vniigni.ru](mailto:mozhegova@vniigni.ru)

<sup>1</sup>36 Enthusiasts highway, Moscow, 105118, Russia.

<sup>2</sup>1 Leninskie Gory, Moscow, 119991, Russia.

<sup>3</sup>70 Moskovskaya str., Saratov, 410012, Russia.

# Application of Basin Modeling to Oil and Gas Potential Assessment: Gydan and Western Part of Yenisei-Khatanga

**Abstract.** In the article the assessment of oil and gas potential of Gydan and Western part of Yenisei-Khatanga (Gydan-Ust-Yeniseisky part) area was performed using the method of basin modeling of hydrocarbon systems. The basin evolution reconstruction (including hydrocarbon ontogenesis) was carried out using the most complete array of geological, geophysical and geochemical data. The mass of generated hydrocarbons is estimated at 536,4 bln tons. Kiterbutskaya (J<sub>1</sub>kt) and Yanovstanskaya (J<sub>3</sub>-K<sub>1</sub>jan) formations generated the major content of hydrocarbons. The most significant accumulation volume corresponds to Lower Jurassic (J<sub>1</sub>), Middle Jurassic (J<sub>2</sub>), and Cretaceous (K). The predicted zones of accumulation mainly match the known fields. This may indicate the reliability of the performed research.

**Keywords:** basin modeling; Gydan area; Yenisei-Khatanga area; source rocks; hydrocarbon generation; hydrocarbon accumulation.

## References

1. Afanasenkov A.P. *Osobennosti katageneticheskikh preobrazovaniy rasseiannogo organicheskogo veshchestva iursko-melovykh otlozhenii Enisei-Khatangskoi neftegazonosnoi oblasti* [Features of catagenetic transformations of the dispersed organic matter of the Jurassic-Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatangskaya oil and gas area]. *Geokhimicheskie i geofizicheskie metody priamykh poiskov zalezhei uglevodorodov v Enisei-Khatangskom progibe* [Geochemical and geophysical methods of direct search for hydrocarbon deposits in the Yenisei-Khatanga trough]. Leningrad: Mingeo SSSR, Sevmorgeologii Publ., 1984, pp. 69–80.
2. Afanasenkov A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K. *Sedimentatsionno-emkostnaia model' iurskikh otlozhenii Gydanskoi i Enisei-Khatangskoi (zapadnaia chast') neftegazonosnykh oblastei* [The sedimentary-capacitive model of the Jurassic deposits of the Gydan and Yenisei-Khatanga (western part) oil and gas bearing regions]. *Vesti gazovoi nauki* [News of the gas science], 2017, no. 3, pp. 59–79.
3. Afanasenkov A.P., Obukhov A.N., Chikishev A.A., Shaidakov V.A., Bordiug A.V., Kalamkarov S.L. *Tektonika severnogo obramleniia Sibirskoi platformy po rezul'tatam kompleksnogo analiza geologo-geofizicheskikh dannykh* [Tectonics of the northern frame of the Siberian platform based on the results of a comprehensive analysis of geological and geophysical data]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 2018, no. 1, pp. 5–25.
4. Vassoevich N.B. *Teoriia osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniia nefiti* [The theory of sedimentary-migratory origin of oil]. *Izvestiia AN SSSR. Seriya Geologiya* [Proceedings of the USSR Academy of Sciences. Series Geology], 1967, no. 11, pp. 135–156.
5. Duchkov A.D. *Geotermicheskaia kharakteristika nedr Zapadnoi Sibiri* [Geothermal characteristics of the subsoil of Western Siberia]. *Metodika i rezul'taty izucheniia prostranstvenno-vremennykh variatsii geofizicheskikh polei* [The methodology and results of studying the space-time variations of geophysical fields]. Novosibirsk: SO RAN NITs OIGGM Publ., 1992, pp. 44–78.
6. Emets T.P., Lopatin N.V., Litvinova V.N. *Katagenez i uglevodorodnyi potentsial otlozhenii severa Zapadnoi Sibiri* [The catagenesis and hydrocarbon potential of sediments in the north of Western Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 1986, no. 1, pp. 53–58.
7. Lopatin N.V., Merkulov O.I., Kirillova N.P., Merkulova N.M., Kasatkina E.A. *Nekotorye aspekty neftegazobrazovaniia i neftegazonakopleniia v paleozoiskikh i mezozoiskikh otlozheniakh shel'fa Barentseva i Pechorskogo morei* [Some aspects of oil and gas formation and oil and gas accumulation in the Paleozoic and Mesozoic deposits of the shelf of the Barents and Pechora Seas]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of oil and gas], 2011, no. 1, pp. 31–37.
8. Podgornykh L.V. *Geotermicheskaia izuchennost' Arkticheskogo regiona* [Geothermal study of the Arctic region]. *Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona* [Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region], St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya Publ., 1996, issue 1, part 1, pp. 64–69.
9. Podgornykh L.V. *Trekhmernaia geotermicheskaia model' Karskogo shel'fa i prognoz neftegazonosnosti* [Three-dimensional geothermal model of the Kara shelf and forecast of oil and gas potential]. *Doklady RAN* [Reports of the RAS], 2001, vol. 380, no. 2, pp. 228–232.
10. Postnova E.V. *Modelirovanie formirovaniia uglevodorodnogo potentsiala luzhno-Karskogo basseina* [Modeling the formation of the hydrocarbon potential of the South Kara basin]. *Geomodel': tezisy dokladov* [Geomodel: abstracts of papers], Gelendzhik, 2013, pp. 55–58.
11. Skorobogatov V.A. *Gydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov, budushchee...* [Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, the future ...]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2006, 261 p.
12. Sokolov B.A. *Evolutsiia i neftegazonosnost' osadochnykh basseinov* [Evolution and oil and gas content of sedimentary basins]. Moscow, Nauka Publ., 1980, 244 p.
13. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. *Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti iurskikh, triasovykh i paleozoiskikh otlozhenii severnykh raionov Zapadno-Sibirskogo megabasseina* [The catagenesis of organic matter and the prospects of oil and gas content of the Jurassic, Triassic and Paleozoic deposits of the northern regions of the West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika* [Geology and Geophysics], 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1825–1887.
14. Fotiev S.M. *Sovremennye predstavleniia ob evoliutsii kriogennoi oblasti Zapadnoi i Vostochnoi Sibiri v pleistotsene i golotsene* [Modern concepts of the evolution of the cryogenic region of Western and Eastern Siberia in the Pleistocene and Holocene]. *Kriosfera Zemli* [Cryosphere of the Earth], 2006, vol. X, no. 2, pp. 27–45.
15. *Otsenka resursnogo potentsiala slaboizuchennykh territorii severnogo obramleniia Sibirskoi platformy na osnove provedeniia sovremennykh geologo-geofizicheskikh issledovaniy, regional'nogo ob'emnogo i basseinovogo modelirovaniia s vydeleniem ob'ektov dlia parametricheskogo bureniia: geologicheskii otchet. FGBU «VNIGNI»* [Evaluation of the resource potential of poorly explored areas of the northern edging of the Siberian Platform on the basis of modern geological and geophysical studies, regional volumetric and basin modeling with the separation of objects for parametric drilling: a geological report. FGBU "VNIGNI"]. Moscow, VNIGNI, 2016, 2581 p., principal investigator A.P. Afanasenkov, no. GR 643-14-446