

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/43\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2017)

УДК 552.578.061.32:552.144(571.5)

**Мазитов М.Р., Качкин А.А.**

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия, marat.mazitov@lukoil.com, andrey.kachkin@lukoil.com

**Скачек К.Г.**

АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых» (ОАО «ИГиРГИ»), Москва, Россия, k\_skachek@igirgi.su

**Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н., Семенова З.А.**

Всероссийский геологический научно-исследовательский институт им. А.П. Карпинского (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, andrey\_larichev@vsegei.ru, oleg\_bostrikov@vsegei.ru, andrey\_habarov@vsegei.ru, zayana\_semenova@vsegei.ru

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

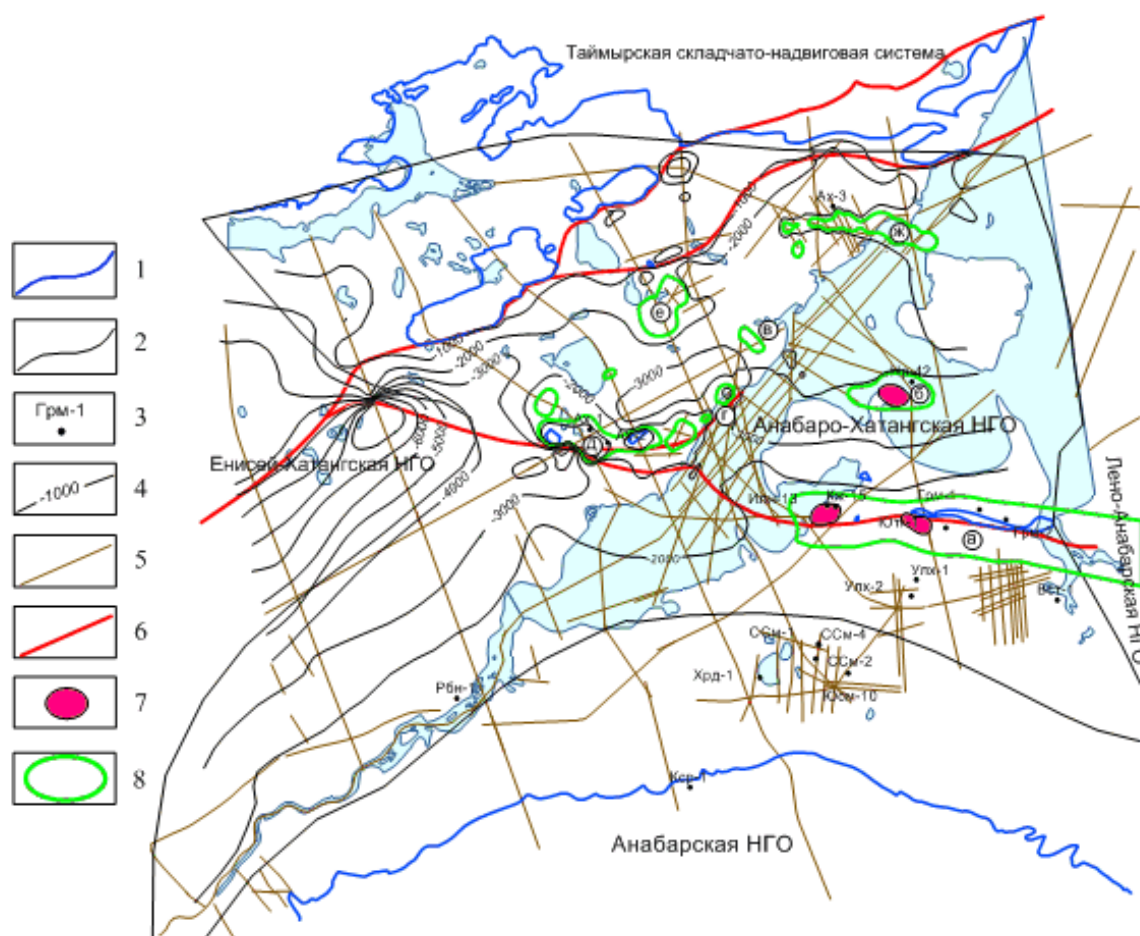
*Рассмотрены геолого-геохимические критерии потенциально нефтегазоносных комплексов Анабаро-Хатангской седловины. На примере нижнекожевниковской свиты раннепермского возраста проанализированы распределения: толщин нефтегазоматеринских пород и их приконтактных зон, подвергшихся высокотемпературной деструкции органического вещества под действием пластовых интрузий; типов и катагенеза органического вещества; содержаний органического углерода и водородного индекса. Для рифейских, кембрийских, девонских, пермских и юрских отложений проведен сравнительный анализ распределения водородного индекса. Территория Анабаро-Хатангской седловины дифференцирована по вероятности нефтегазоносности разновозрастных отложений.*

**Ключевые слова:** нефтегазоматеринские отложения, катагенез органического вещества, водородный индекс, перспективы нефтегазоносности, Анабаро-Хатангская седловина.

### Введение

Анабаро-Хатангская седловина (АХС) располагается на стыке Сибирской платформы, Лаптевоморской плиты и Таймырской складчатой зоны. Она разделяет Енисей-Хатангский и Лено-Анабарский мезозойские прогибы. В ее пределы входят целиком Анабаро-Хатангская и, частично, Енисей-Хатангская, Анабарская и Лено-Анабарская нефтегазоносные области (НГО) (рис. 1). Как самостоятельный структурный элемент Анабаро - Хатангская седловина выделяется по мезозойским отложениям. Сейсмические исследования, проведенные в последние годы ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» показывают, что глубина залегания кристаллического фундамента колеблется от менее 3 км на склонах Анабарской антеклизы до 15 км в наиболее погруженных зонах Бегичевской котловины и Харатумусского прогиба. Соответственно изменяется мощность осадочного чехла, в пределах которого выделяется три структурных этажа: нижний - верхнепротерозойско-среднепалеозойский (рифей - нижний карбон), средний - верхнепалеозойско-нижнемезозойский (средний карбон - нижний триас) и

верхний - мезозойско-кайнозойский (верхний триас - мел). В составе нижнего структурного этажа преобладают терригенно-карбонатные отложения, выше – терригенные.



**Рис. 1. Обзорная схема района работ**

1 – граница распространения юрско-мелового комплекса осадочного чехла; 2 – границы НГО; 3 – глубокие скважины; 4 – изогипсы подошвы юрско-мелового комплекса (ОГ III), м; 5 – сейсмические профили МОГТ; 6 - региональные разломы; 7 – месторождения нефти; 8 – перспективные структуры.

По прогнозам ряда исследователей, нефтегазоматеринскими и нефтегазоносными могут быть протерозойские (рифей-вендские), палеозойские (кембрийские, девонские, пермские) и мезозойские (триасовые, юрские и меловые) отложения [Калинко 1959; Каширцев и др., 2013; Девятков, Савченко, 2012; Пронкин и др., 2012; Кринин, 2014]. Открытые небольшие залежи и нефтегазопоявления связаны, в основном, с пермскими и триасовыми отложениями, меньше - с юрскими и редко – с девонскими и нижнемеловыми (рис. 2). Дебиты нефти преимущественно незначительные – десятые доли м<sup>3</sup>/сут и только на Южно-Тигянском месторождении достигали 12–15 м<sup>3</sup>/сут.

Как правило, скопления углеводородов (УВ) приурочены к зонам разрывных нарушений на сводах структур и по ряду геологических и геохимических признаков

являются остатками более крупных залежей, разрушенных в периоды тектонической активизации.

Система	Отдел	Ярус	Свита	площади глубокого бурения										
				Нордвикская	Ильинская	Кожевниковская	Чайдахская	Южно-Тигянская	Северо-Соулемск.	Гуримисская	Урунг-Тумусская			
К	К <sub>1</sub>								●					
юрская	J <sub>3</sub>							●	●					
	J <sub>2</sub>			●				●	●					
	J <sub>1</sub>			●	●	●	●	●	●					
триасовая	верхний	T <sub>3n-r</sub>	чайдахская	●	●	●	●	●	●					
		T <sub>3k</sub>		●	●	●	●	●	●					
	средний	T <sub>3l</sub>	гуримисская	▲ ○	●	●	●	●	●				○ ○	
		T <sub>2a</sub>		● ○			●	●	●					
	нижний	T <sub>1o</sub>		●			●	●	●					
		P <sub>2t</sub> -T <sub>1i</sub>	эффузивно-туфовая											
пермская	верхний	P <sub>2t</sub>	мисайлапская			●		●	●					
		P <sub>2u-kz</sub>	верхнекожевниковск.		▲	▲ ○	○	○	○					
		P <sub>1k</sub>	нижнекожевниковск.	●	▲ ○	●	○	○	▲ ○	●				
	нижний	P <sub>1ar-s</sub>	тустахская	●	●		●					●		
		D-C												
Є														
Rf														

- 1
  - 2
  - 3

**Рис. 2. Распределение залежей и нефтегазопроявлений в верхнепалеозойских и нижнемезозойских отложениях**

(составлен А.П. Пронкиным, В.И. Савченко и Б.В. Шумским, 2013)

1 – нефтяные залежи; 2 – нефтепроявления; 3 – газопроявления.

Буровые работы, проведенные в последние годы на юго-востоке, в центре и на северо-западе АХС к открытиям промышленных залежей не привели. Это свидетельствует как о сложности геологического строения территории, так и о недостаточно глубоком анализе геолого-геохимических критериев нефтегазоносности при постановке разведочного бурения.

Задача настоящей работы – проанализировать генерационный потенциал нефтегазоматеринских толщ, условия формирования и сохранности залежей и на этой основе ранжировать территорию исследований по вероятности перспектив нефтегазоносности.

### **Материал и методика исследований**

Наиболее изученными различными геолого-геофизическими и геохимическими методами к настоящему времени являются раннесреднепермские глинисто-алевритовые отложения тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской свит. Для оценки нефтегазогенерационного потенциала и промышленной продуктивности этих свит использовались такие информативные геолого-геохимические критерии, как: суммарные толщины глинисто-алевритовых пластов; доли приконтактных зон (в %) в составе нефтегазоматеринских пород (НГМП), подвергшихся высокотемпературному воздействию пластовых интрузивных тел, внедрившихся в осадочные толщи на рубеже перми и триаса; содержания органического углерода (Сорг); типы органического вещества (ОВ); степень катагенетической превращенности ОВ; водородный индекс (НІ).

Исследованиями А.Б. Гуревича, Г.М. Волковой, О.И. Гавриловой, выполненными для Тунгусской синеклизы, установлено, что наиболее интенсивно магма интрузий воздействовала на угли осадочных толщ на расстояниях от 1 до 5 м от контакта [Гуревич, Волкова, Гаврилова, 1990].

Поэтому, при построении карт суммарных толщин НГМП для каждой свиты учитывались только глинисто-алевритовые пласты, удаленные более чем на 5 м от пластовых интрузивных тел. В межскважинном пространстве использовались зависимости долей суммарных толщин глинисто-алевритовых пород от разницы между глубинами залегания ближайших ниже- и вышележащих сейсмических горизонтов.

Схемы распределения долей НГМП, подвергшихся высокотемпературному воздействию пластовых интрузивных тел, строились на основе регрессионных зависимостей этих долей от суммарных толщин аргиллитов и алевролитов нижнесреднепермских свит, установленных по данным всех разведочных скважин, пробуренных на территории АХС.

При составлении схем распределения типов ОВ использовались реконструкции палеоландшафтов, применявшиеся Н.М. Страховым и А.Э. Конторовичем, и фациально-генетическая классификация РОВ пород Г.М. Парпаровой и С.Г. Неручева [Страхов, 1962;

Конторович, 1976; Справочник по геохимии..., 1998].

В схемах распределения содержаний Сорг отражены результаты геохимических исследований (в том числе пиролитических) образцов аргиллитов и алевролитов из керна скважин, взятых из интервалов рассматриваемых свит. Учитывалось влияние на распределение содержаний Сорг фациальных условий осадконакопления, а также расхода массы ОБ на генерацию УВ и, соответственно, снижение концентрации Сорг с ростом катагенетической преобразованности ОБ в отрицательных структурах.

Схемы катагенетической преобразованности ОБ строились с использованием регрессионного уравнения зависимости отражательной способности витринита от глубин отбора образцов керна, взятых из исследуемых и смежных горизонтов пермских и мезозойских отложений достаточно удаленных от интрузивных тел долеритов. Аналогичный подход научно обоснован и применялся Л.И. Богородской, А.Э. Конторовичем, А.И. Ларичевым, А.Н. Фоминым, В.О. Красавчиковым и другими учеными для северных районов Сибири [Богородская, Конторович, Ларичев, 2005; Конторович и др., 2009].

Одним из важнейших параметров оценки остаточного генерационного потенциала ОБ является водородный индекс НІ (отношение количества органических соединений S<sub>2</sub>, образовавшихся при высокотемпературном крекинге к содержанию органического углерода), определяемый при пиролизе НГМП. Прогнозные схемы распределения этого параметра для предполагаемых нефтегазоматеринских толщ составлены на основе полученной зависимости НІ от отражательной способности витринита.

Всего при построении карт использовано 372 определения Сорг, 91 - отражательной способности витринита  $R_{vt}^a$  и 507 пиролитических анализов проб пород из керна и обнажений, 84 определения микро- и макрофауны (из керна скв АХ-3), результаты ГИС по 24 скважинам.

Территория АХС имеет весьма низкую (около 1 скв/1000 км<sup>2</sup>) плотность глубокого бурения и, соответственно, низкую геолого-геохимическую изученность перспективных на нефть и газ отложений. К настоящему времени большинство скважин пробурены на востоке и юго-востоке территории, вдоль юго-восточного берега Хатангского залива и лишь 3 скважины - на северо-западном берегу Хатангского залива, две из них (АХ-1 и АХ-2) -- на Сопочном валу и одна (АХ-3) – в нижней части склона Журавлиного поднятия. Особый интерес для оценки нефтегазоносности представляет скважина АХ-3, вскрывшая достаточно полный разрез мезозойских отложений, перспективных по геолого-геохимическим критериям.

Неравномерность сети скважин определяет распределение результатов анализов по площади и нефтегазоматеринским горизонтам. Наибольшее количество анализов относятся к

восточным и юго-восточным районам АХС. Западные и северные территории, за исключением Сопочного и Журавлиного валов, геохимическими данными не охарактеризованы. Большая часть результатов пиролитических и лабораторных исследований относится к пермским отложениям тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской свит. С глубиной количество геохимических данных снижается. Это связано с уменьшением количества скважин, вскрывших более древние отложения.

Из-за ограниченности объема статьи геолого-геохимические критерии нефтегазоносности иллюстрируются лишь для нижнекожевниковской свиты, занимающей среднее положение в разрезе пермских отложений, а для сравнения остаточного генерационного потенциала во всех предполагаемых нефтегазоматеринских толщах – схемами распределения водородного индекса.

### **Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности отложений раннесреднепермского возраста**

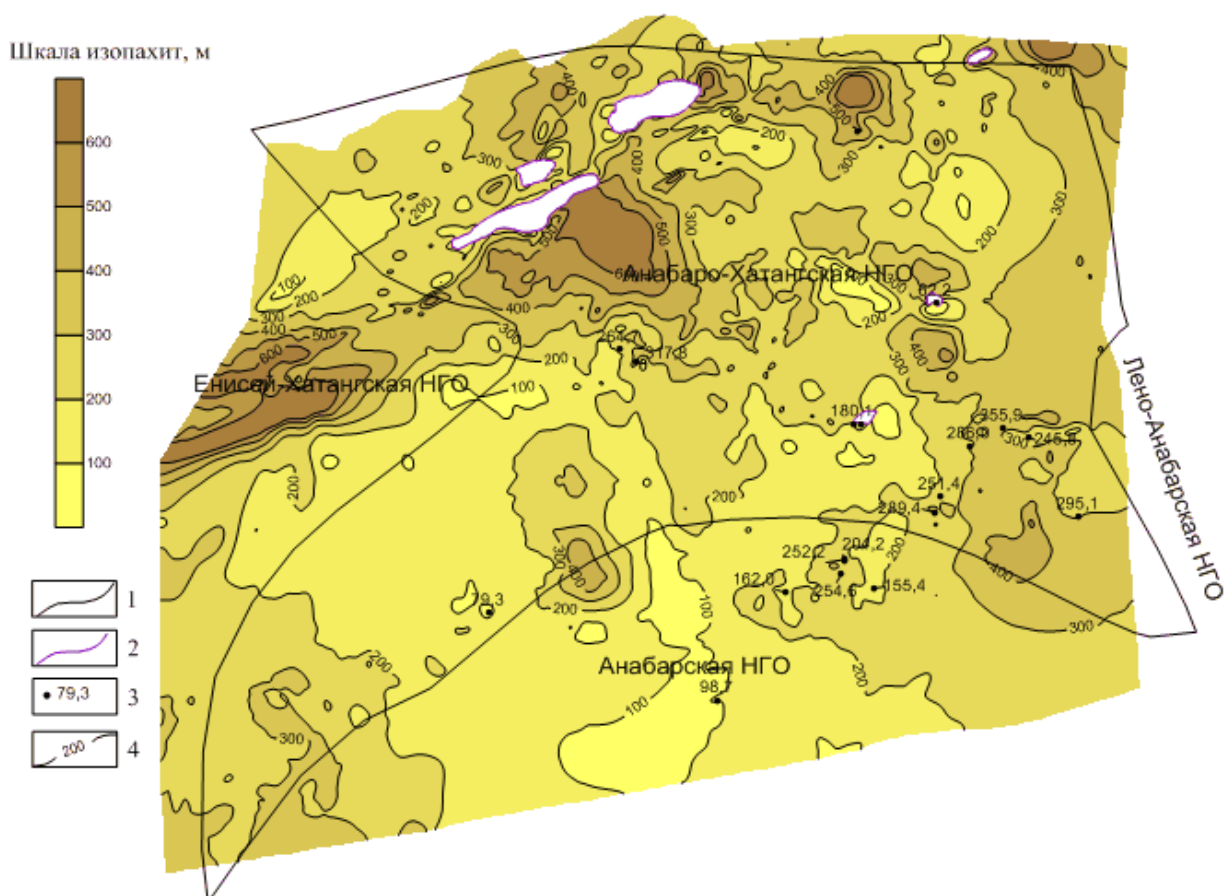
#### *Распределение суммарных толщин нефтегазоматеринских отложений*

Суммарные толщины глинисто-алевритовых отложений тустахской, нижнекожевниковской (рис. 3) и верхнекожевниковской свит составляют 100-200 м на юге и увеличиваются к северу АХС. На преобладающей части территории (до 80% ее площади) наиболее высокие оценки этого параметра для тустахской свиты - 800 м, для нижнекожевниковской – 400 м и для верхнекожевниковской – 600 м. Максимальные суммарные толщины нефтегазоматеринских отложений свит установлены по сейсмическим данным во впадинах, примыкающих к Журавлиной структуре. Они превышают, соответственно, 1600, 700 и 1400 м. В трех свитах зоны высоких мощностей на севере АХС пространственно совпадают, как и зоны отсутствия отложений нижнекожевниковской и верхнекожевниковской свит, приуроченные к трем тектоническим блокам, испытавшим подъем и размыв нижнесреднепермских отложений. Как правило суммарные толщины нефтегазоматеринских отложений увеличиваются от сводов структур к центрам впадин.

#### *Распределение долей приконтактных зон пластовых интрузивных тел в толщинах нефтегазоматеринских пород*

По распределению долей (в %) приконтактных зон в толщинах раннесреднепермских НГМП, содержащих ОВ, подвергшееся термодеструкции, территории с наименьшим отрицательным влиянием пластовых интрузий на генерационный потенциал отложений и сохранность залежей расположены на востоке и юго-западе Анабаро-Хатангской НГО (рис. 4). Наиболее высокая концентрация пластовых интрузий и, соответственно, высокая

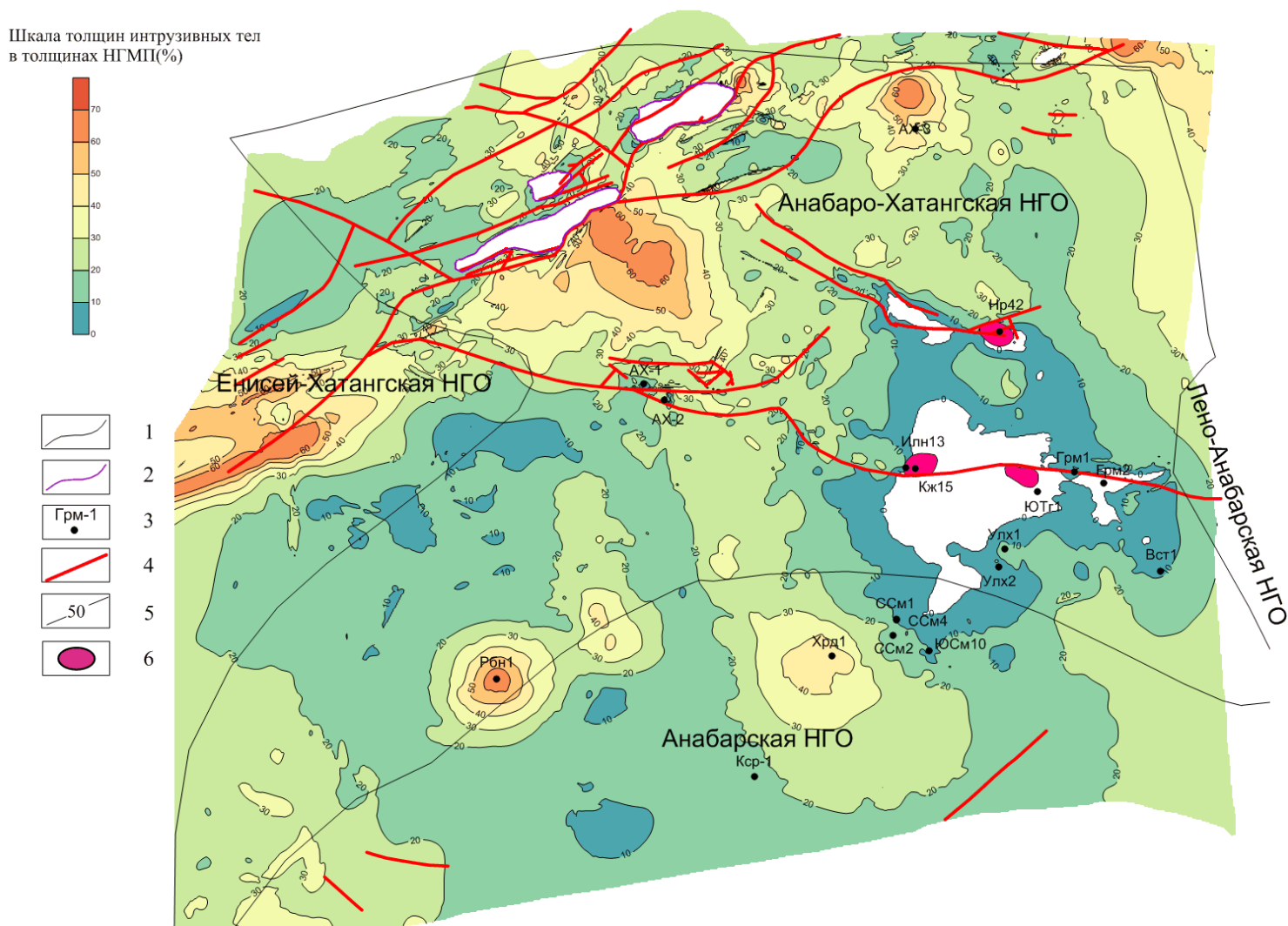
доля (до 60%) приконтактных зон в НГМП пространственно связана с главными глубинными разломами на севере и западе, а также со штоком на Рыбной площади на юго-западе АХС.



**Рис. 3.** Схема суммарных толщин нефтегазоматеринских пород нижнекожевниковской свиты 1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия отложений; 3 – глубокие скважины, толщина НГМП, м; 4 – изопахиты НГМП.

#### *Типы фоссилизированного органического вещества*

В зонах распространения морских фаций ОВ в ранне- и среднепермской эпохах захоронялось в осадках, преимущественно в рассеянной форме. Г.М. Парпарова и С.Г. Неручев установили, что микрокомпонентный состав рассеянного ОВ определяется глубинной зональностью бассейна седиментации [Справочник по геохимии..., 1998]. В соответствии с глубинной зональностью ОВ с относительно низкими концентрациями, но с максимальными содержаниями аквагенных (сапропелевых) компонентов (а.к.) накапливалось в наиболее глубоких частях акваторий, удаленных от областей питания. ОВ с более высокими концентрациями, но с минимальными содержаниями аквагенных компонентов захоронялось в примыкавших к источникам сноса краевых частях седиментационного бассейна. Здесь, в осадках прибрежно-морских фаций преобладал гумусовый материал, приносившийся с суши.

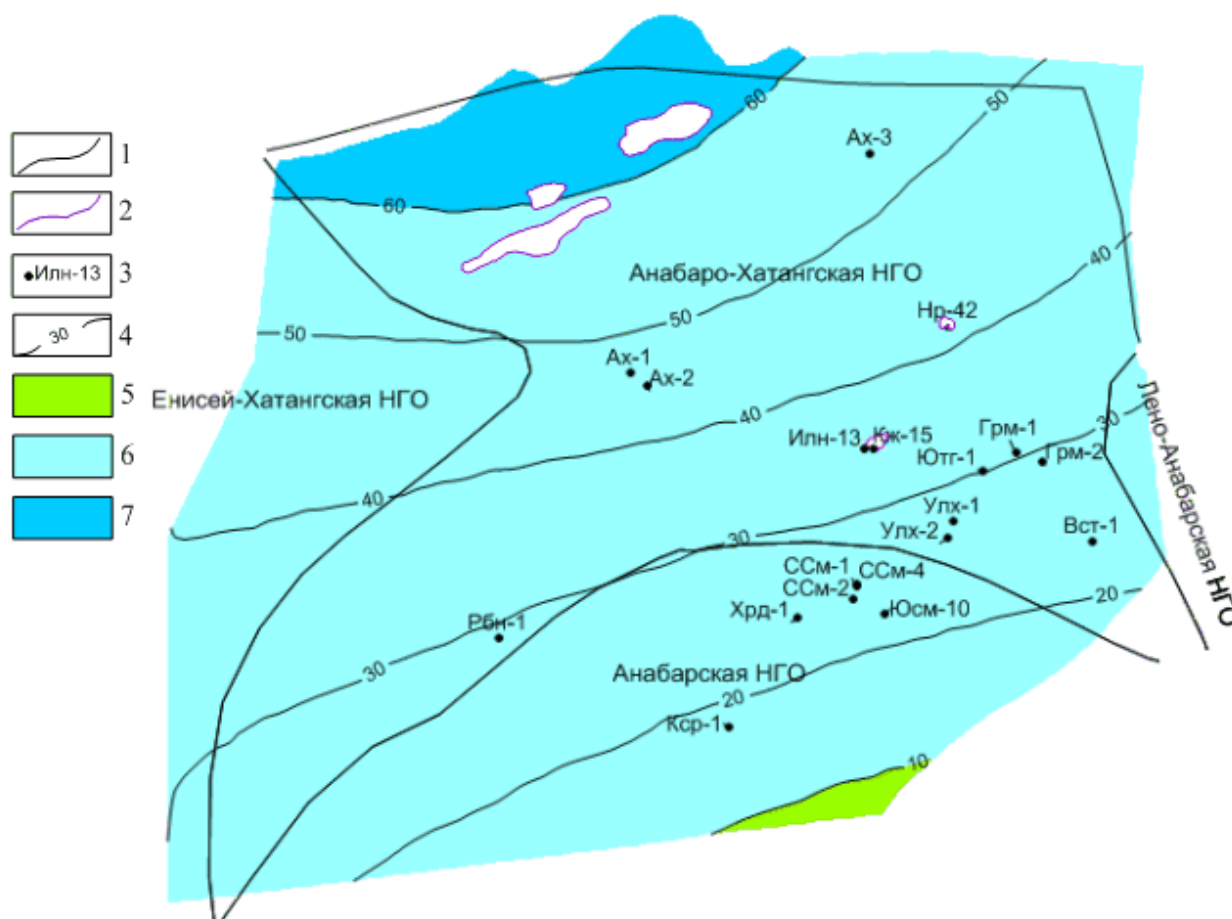


**Рис. 4. Схема распределения долей приконтактных зон пластовых интрузивных тел в толщинах нефтегазоматеринских пород нижнекожевниковской свиты**

1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия отложений; 3 - глубокие скважины; 4 - разломы; 5 – изолинии долей (в %) приконтактных зон пластовых интрузивных тел в толщинах НГМП; 6 – месторождения нефти.



В ранней перми (приуральская эпоха), во время накопления отложений тустахской и нижнекожевниковской свит существовал полуоткрытый мелководный бассейн ваттового типа, сменяющийся на севере открытым морем нормальной солености (рис. 5). Основным поставщиком терригенного и гумусового материала, особенно для южной части АХС, являлась Анабарская суша. Об этом свидетельствуют высокие содержания в составе тяжелой фракции обломочных пород малоустойчивых к выветриванию минералов, таких как цоизит, эпидот, амфиболы, пироксены и т.п. В споро-пыльцевом комплексе в отложениях тустахской и нижнекожевниковской свит преобладают кордаитовые, менее распространены птеридоспермы и членистостебельные. В прибрежных фациях накапливались остатки высших наземных растений, преобразованные в растительный детрит и пропластки углей.



**Рис. 5. Схема распределения долей аквагенных компонентов в составе органического вещества отложений тустахской и нижнекожевниковской свит**

1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия отложений; 3 – глубокие скважины; 4 – изолинии содержания аквагенных компонентов (в %) в составе ОВ. Палеогеография ранней перми (приуральская эпоха): 5 – Анабарская низменность; 6 – зона ваттов; 7 – Таймырское море.

По условиям осадконакопления отложений тустахской и нижнекожевниковской свит с юга на север выделяются области седиментации: прибрежно-морской (< 20 м);

мелководноморской (20-100 м) и морской (100-200 м) с нарастанием в этом же направлении в составе ОВ доли аквагенных компонентов от 20 до 60%.

В конце средней перми (биармийская эпоха), во время формирования отложений *верхнекожевниковской свиты* на большей части территории современной АХС существовал прибрежно-морской и мелководноморской режимы осадконакопления. Центральную часть АХС занимала акватория Хатангского залива Верхоянского моря. На севере и юге в прибрежных зонах залив окаймлялся поясами солоноватоводных лагун и реликтовых озер. В пределах акватории в осадках захоронялись органические остатки, содержащие 40-50% аквагенных компонентов. В солоноватоводных лагунах с периодически образующимися торфяниками на заболачивающихся побережьях накапливалась преимущественно гумусовая органика с содержаниями аквагенных компонентов менее 30%. В южной части АХС и на прилегающих территориях отложения *верхнекожевниковской свиты* принадлежат к верхним горизонтам верхнепалеозойской угленосной формации. Они представлены сложноритмичным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых пород, пропластков и пластов угля рабочей мощности (более 0,7 м).

#### *Особенности распределения органического углерода*

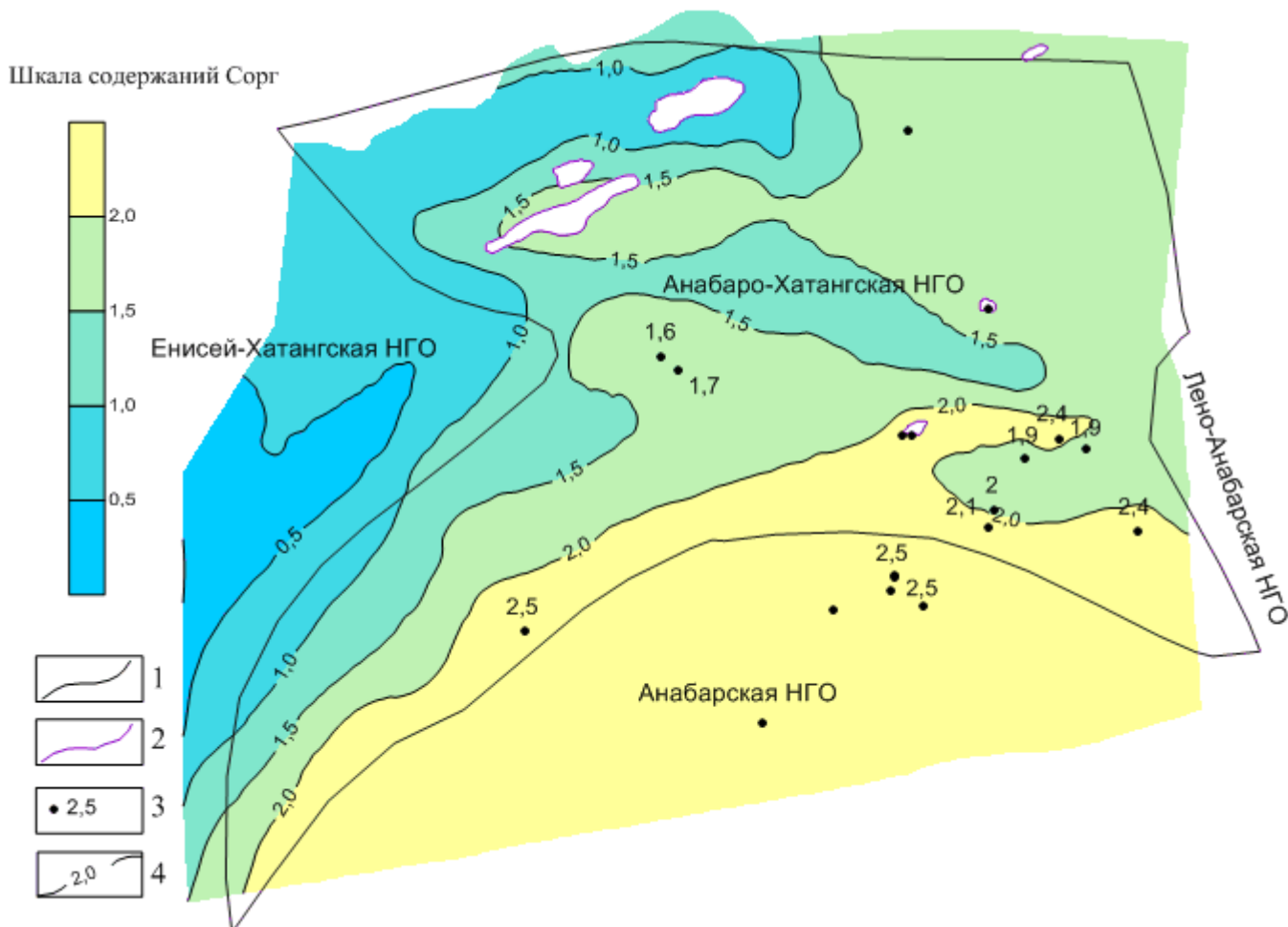
Распределение Сорг в нефтегазоматеринских породах тустахской и нижнекожевниковской свит имеет значительное сходство, что определяется близкими фациальными условиями осадконакопления и небольшой разницей в катагенезе ОВ. В нижнекожевниковской свите наиболее высокие содержания Сорг (> 2,0%) распространены на юге и юго-востоке территории АХС, в зоне прибрежно-морских отложений (рис. 6). В северо-западном и западном направлениях, по мере удаления от берега и с ростом катагенеза ОВ концентрации Сорг снижаются до 1,0–0,5 %.

В нефтегазоматеринских отложениях *верхнекожевниковской свиты* наиболее высокие концентрации Сорг (> 2,0%) установлены на юге АХС в прибрежной зоне Хатангского залива, а также в районе Сопочного вала и на севере, вокруг трех участков отсутствия отложений в пределах поднятых тектонических блоков. В центральной части АХС содержания Сорг снижаются до 1,5–1,0%. Минимальные концентрации Сорг (< 0,5%) распространены на территории, относящейся к Енисей-Хатангской НГО.

#### *Катагенез органического вещества*

Региональная составляющая катагенеза ОВ (за исключением влияния пластовых интрузий) тесно связана с глубиной залегания нефтегазоматеринских отложений. В пермских отложениях катагенетическая преобразованность ОВ изменяется от градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup>

(по А.Э. Конторовичу, 1976 г.) на юге до градации АК<sub>2</sub> (и даже АК<sub>3</sub>) в пределах Енисей-Хатангского прогиба, в наиболее глубоких впадинах в центре и на севере АХС.

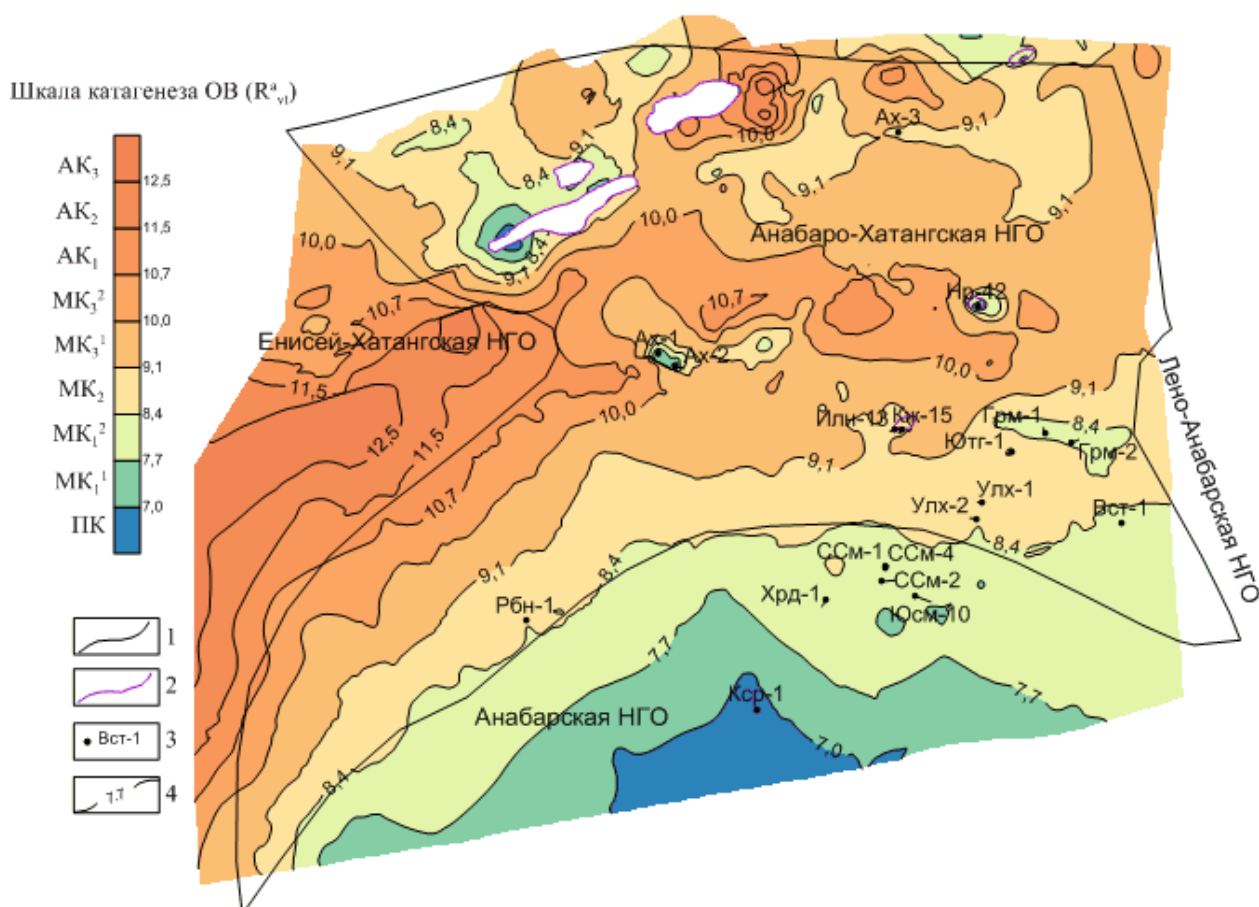


**Рис. 6. Схема распределения органического углерода в нефтегазоматеринских отложениях нижнекожевниковской свиты**

1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия отложений; 3 – глубокие скважины, средневзвешенные содержания Sorг; 4 – изолинии содержаний Sorг (%).

В нижнесреднепермских отложениях оптимальна для нефтеобразования обширная зона, охватывающая северный склон анабарской антеклизы (градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup> – МК<sub>2</sub>). Имеются и другие, меньшие по площади участки, расположенные на севере АХС. Наиболее крупный из них находится южнее озера Таймыр. Площадь распространения отложений тустахской свиты с катагенезом ОВ, благоприятным для генерации УВ, составляет около 20-25% АХС. В нижнекожевниковской свите, перекрывающей тустахскую, степень катагенетической преобразованности ОВ в среднем ниже на одну градацию (рис. 7). При этом площадь распространения отложений свиты с интенсивным нефтеобразованием достигает 30-35% территории АХС. В верхнекожевниковской свите, залегающей выше, происходит дальнейшее небольшое снижение степени катагенетической превращенности ОВ с

одновременным расширением до 35-40% зон, благоприятных для генерации УВ.



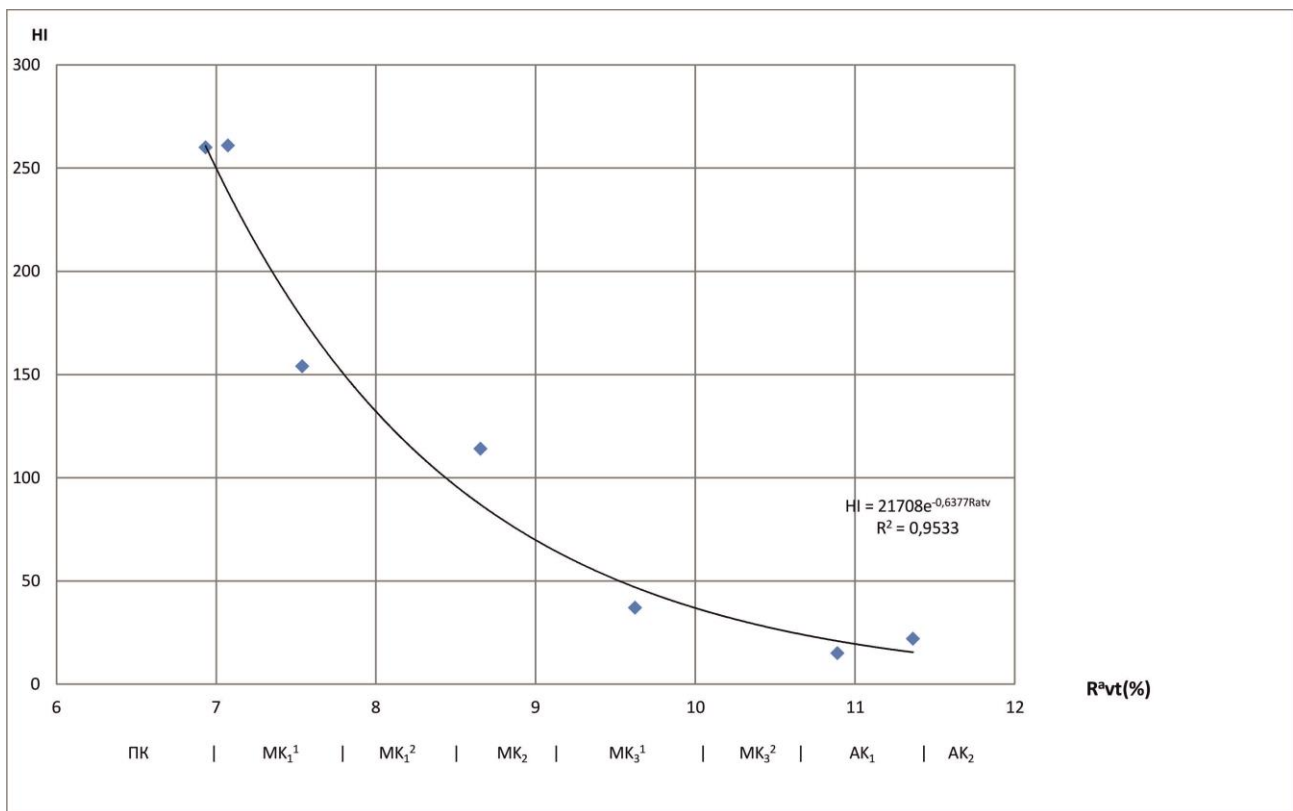
**Рис. 7. Схема катагенетической преобразованности органического вещества в нефтегазоматеринских отложениях нижнекожевниковской свиты**

1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия отложений; 3 – глубокие скважины с определениями катагенеза; 4 – изореспленды ( $R^a_{vl}$ ).

### Оценка остаточного генерационного потенциала нефтегазоматеринских отложений

Значения водородного индекса (НИ) снижаются экспоненциально с увеличением катагенетической превращенности ОВ (рис. 8). «Нефтяному окну» соответствует интервал  $80 < \text{НИ} < 160$ , главной зоне газообразования (ГЗГ) –  $\text{НИ} < 80$ .

В наиболее глубокозалегающих терригенно-карбонатных отложениях билляхской серии среднего-верхнего рифея (рис. 9), кембрийской куонамской свиты (рис. 10) и верхнего девона (рис. 11), в максимальной степени подвергшихся региональному катагенезу, нефтегенерационный потенциал реализован не менее чем на 80% территории АХС. В интервале ГЗН эти отложения находятся лишь на юге АХС в пределах Анабарской НГО. На остальной территории НГМТ среднего-верхнего рифея, кембрия и верхнего девона находятся в ГЗГ.



**Рис. 8. График зависимости водородного индекса от катагенеза органического вещества**

В нижнепермских НГМТ нижнекожевниковской свиты HI в диапазоне ГЗН изменяется в пределах широкой полосы, протягивающейся вдоль границы Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО, а также на небольших положительных структурах в центре и на территории, примыкающей к Таймыру (рис. 12). На остальной, большей части территории АХС, охватывающей всю Енисей-Хатангскую и центральную, наиболее погруженную зону Анабаро-Хатангской НГО, нефтегазоматеринские отложения свиты находятся в ГЗГ. Не реализован исходный нефтематеринский потенциал ее отложений ( $HI > 160$ ) на возвышенной части склона Анабарской антеклизы.

Значительно благоприятнее - нефтематеринские свойства юрских отложений. Это обусловлено лучшим качеством и более оптимальным катагенезом ОВ (рис. 13). В «нефтяном окне» находятся осадочные толщи с высоким содержанием сапропелевой органики более чем на 40% исследуемой территории в центральной, северо-восточной и юго-западной частях Анабаро-Хатангской НГО. Потенциально нефтематеринские отложения с незрелым ОВ ( $HI > 160$ ) распространены в пределах Анабарской антеклизы и на территории примыкающей к Таймыру. В ГЗГ ( $HI < 80$ ) находятся юрские отложения в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, Бегичевской котловины и Харатумусского прогиба.

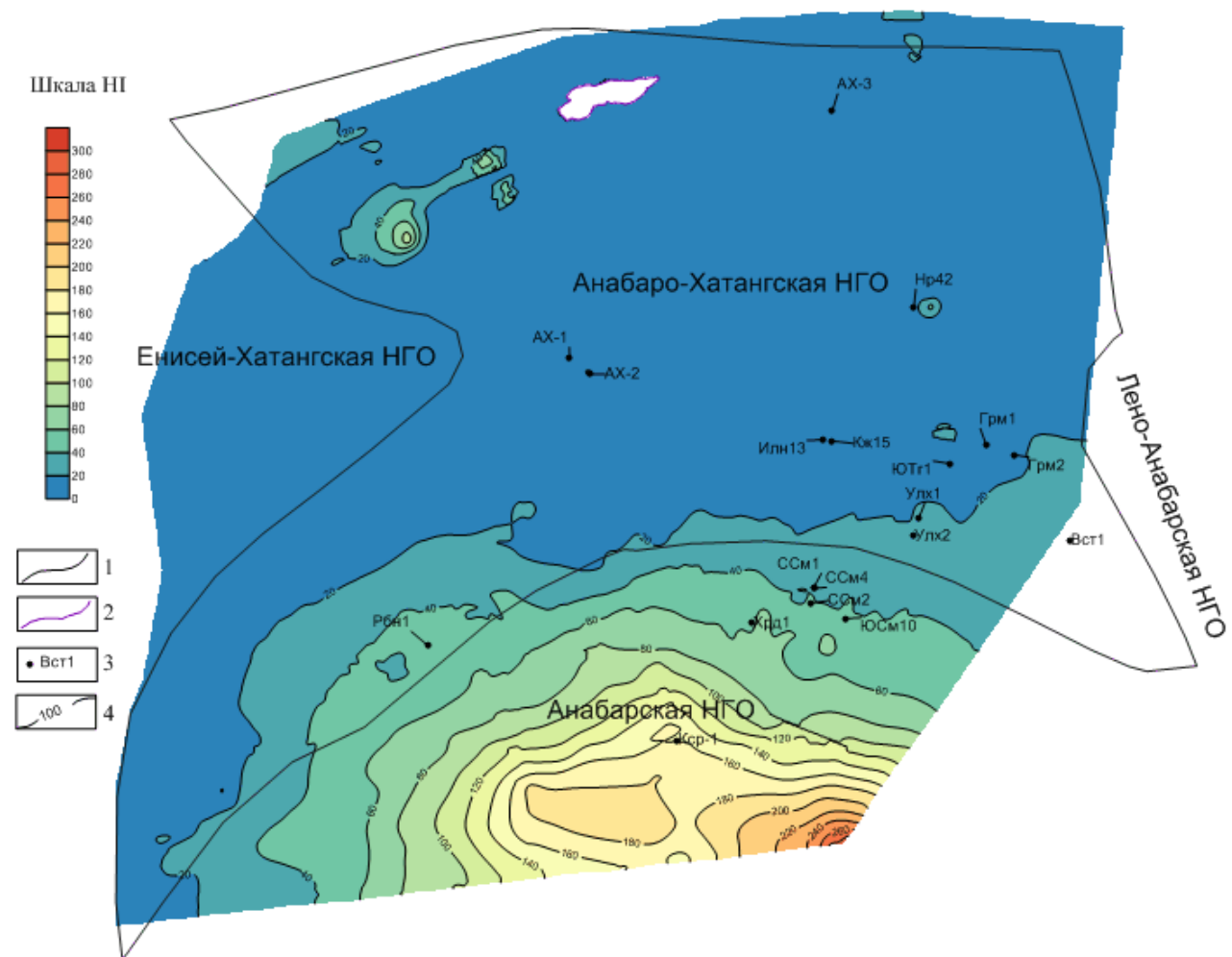


Рис. 9. Схема распределения водородного индекса в нефтегазоматеринских отложениях билляхской серии

1 – границы НГО; 2 – зона отсутствия отложений; 3 – глубокие скважины; 4 – изолинии водородного индекса (HI).

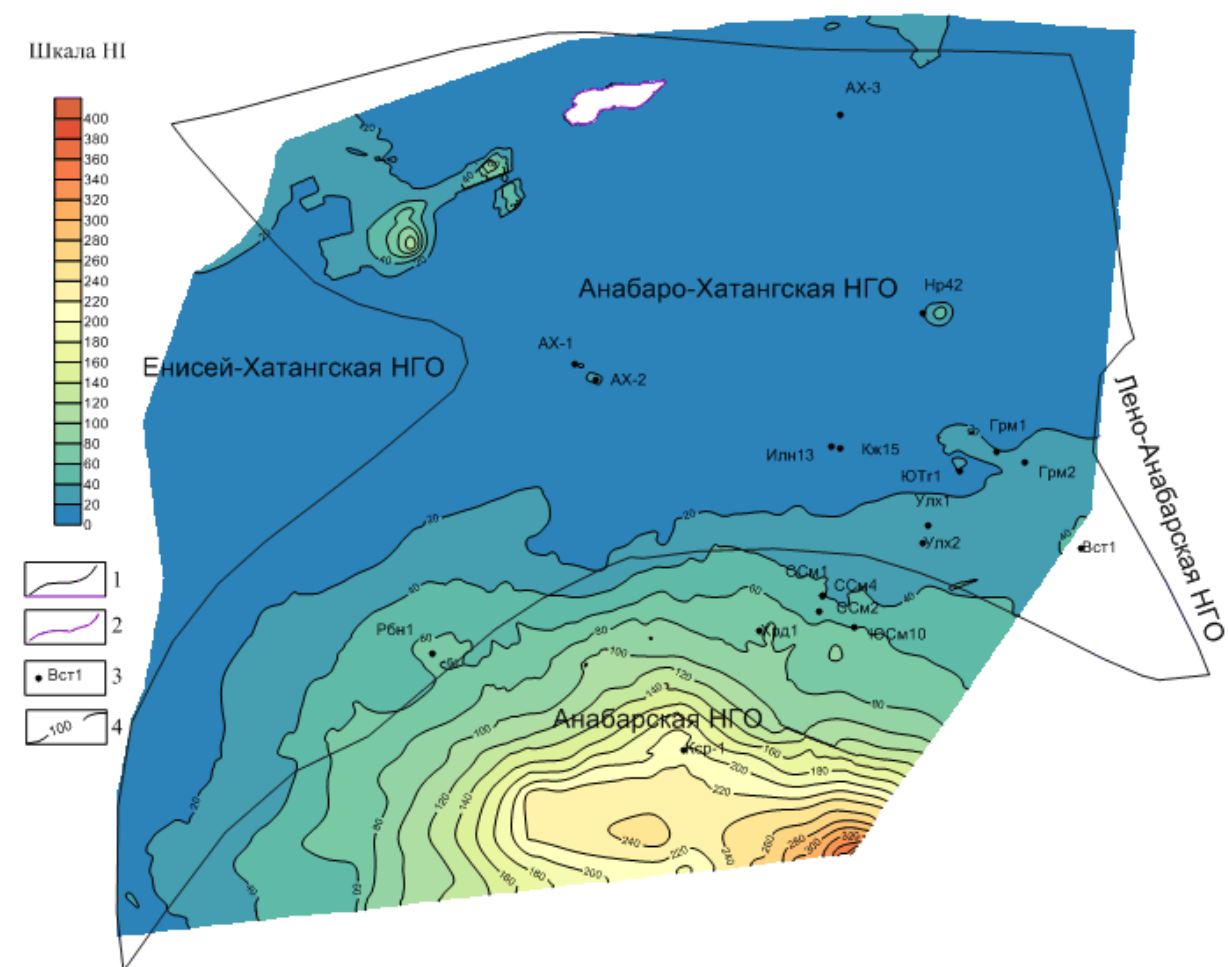
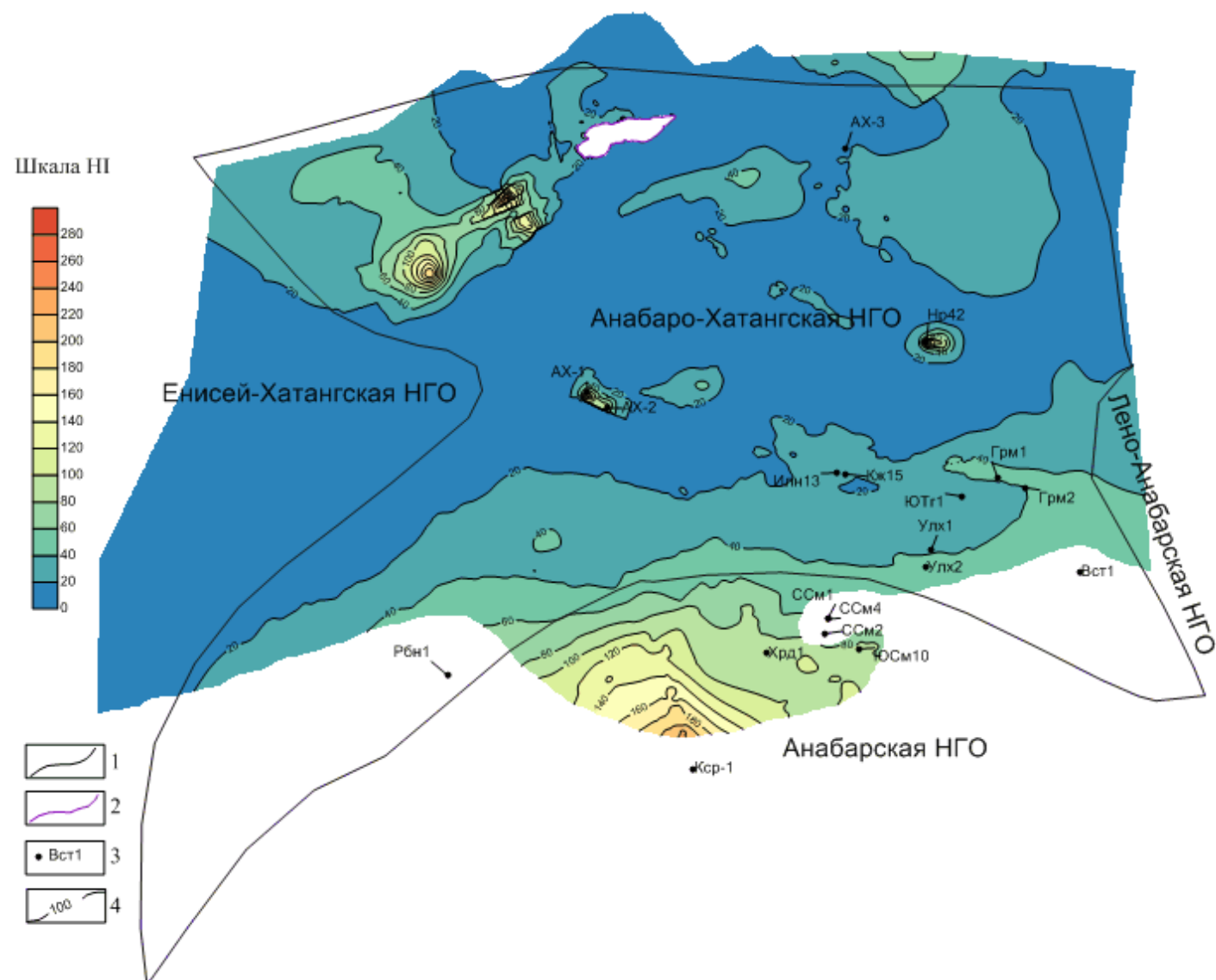


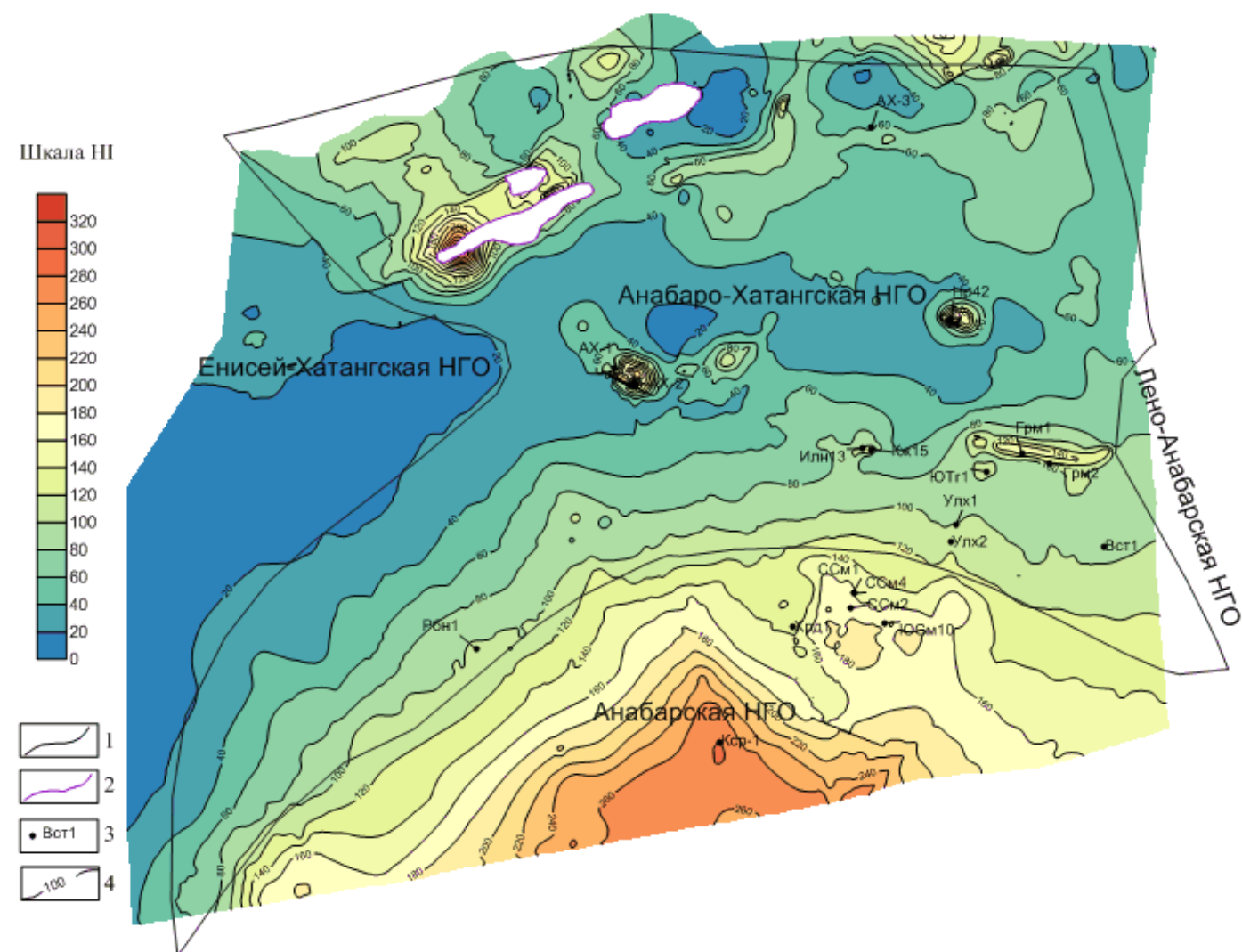
Рис. 10. Схема распределения водородного индекса в нефтегазоматеринских отложениях куонамской свиты

1 – границы НГО; 2 – зона отсутствия отложений; 3 – глубокие скважины; 4 – изолинии водородного индекса (HI).



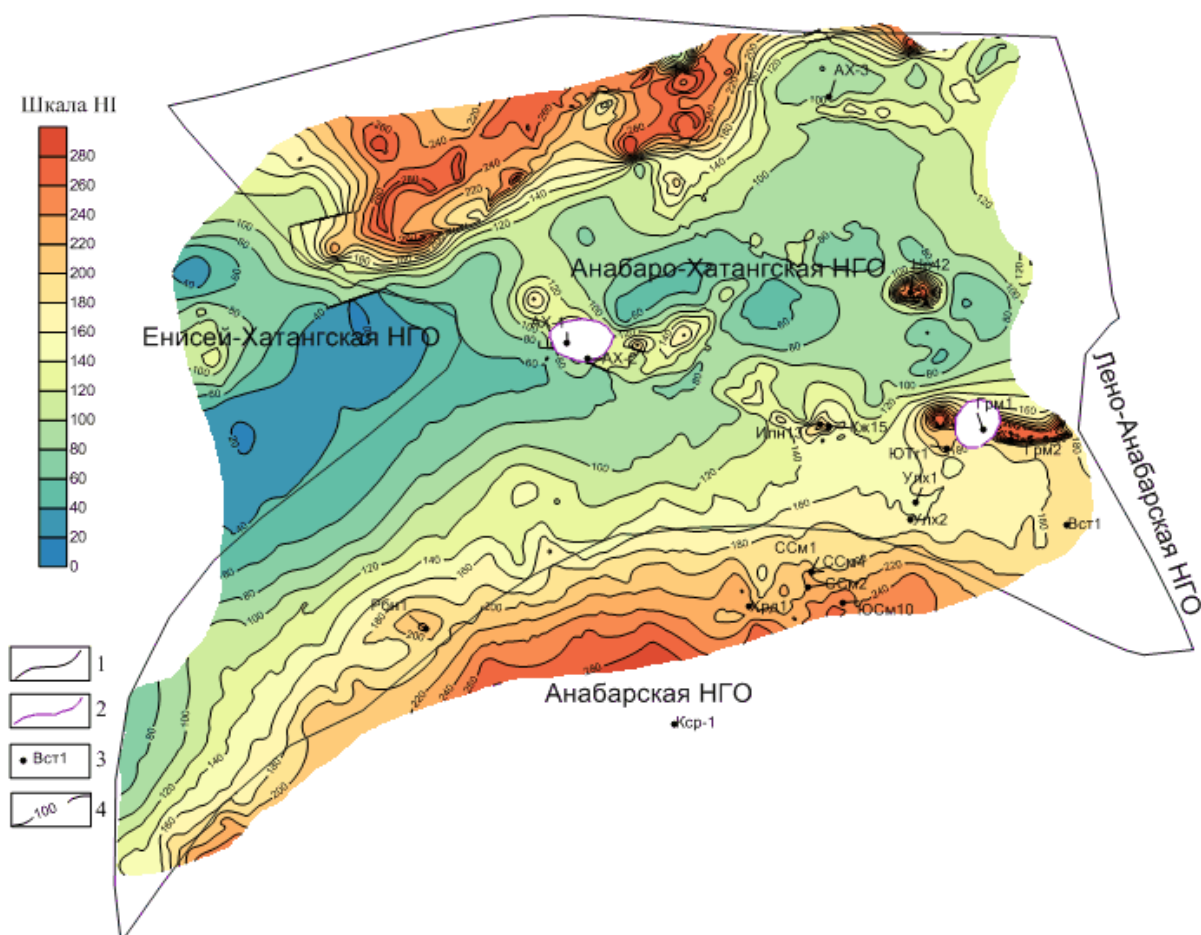
**Рис. 11. Схема распределения водородного индекса в нефтегазоматеринских отложениях верхнего девона**

1 – границы НГО; 2 – зона отсутствия отложений; 3 - глубокие скважины; 4 – изолинии водородного индекса (HI).



**Рис. 12. Схема распределения водородного индекса в нефтегазоматеринских отложениях нижнепермской свиты**

1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия отложений; 3 - глубокие скважины; 4 – изолинии водородного индекса (HI).



**Рис. 13. Схема распределения водородного индекса в юрских нефтегазоматеринских отложениях**

*1 – границы НГО; 2 – зоны отсутствия юрских отложений; 3 – глубокие скважины; 4 – изолинии водородного индекса (НИ).*

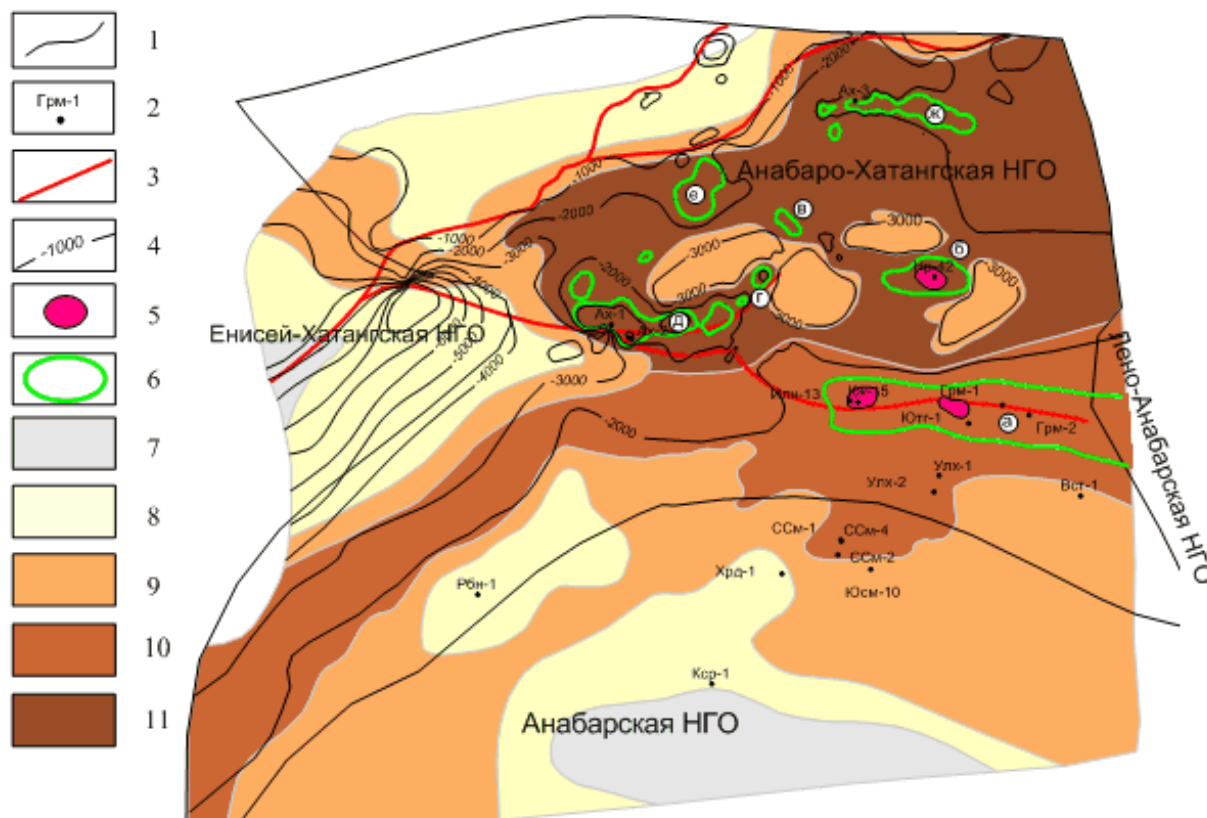
### **Перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины**

В пределах территории исследований потенциально нефтегазоносны отложения трех структурных этажей осадочного чехла: нижнего - верхнепротерозойско-среднепалеозойского (рифей - нижний карбон), среднего - верхнепалеозойско-нижнемезозойского (средний карбон - нижний триас) и верхнего - мезозойско-кайнозойского (верхний триас - мел). Вероятность открытия промышленных залежей УВ в нефтегазоносных комплексах этих структурных этажей меняется по территории АХС в зависимости от сочетаний геолого-геохимических критериев. Один из наиболее эффективных и универсальных критериев – НИ, напрямую зависящий от катагенеза и типа ОВ. С его использованием составлена схема районирования территории АХС по вероятности нефтегазоносности, учитывающая положение ГЗН и ГЗГ в разновозрастных нефтегазоматеринских отложениях, а также отрицательное влияние на генерационный потенциал ОВ и сохранность залежей интрузий и дизъюнктивных нарушений (рис. 14).

В южной части АХС, на склоне Анабарской антеклизы по положению



нефтегазоматеринских толщ в ГЗН и степени сохранности возможных залежей к классу *малоперспективных* относятся терригенно-карбонатные отложения нижнего верхнепротерозойско-среднепалеозойского структурного этажа.



**Рис. 14. Схема районирования вероятной нефтегазоносности**

1 – границы НГО; 2 – глубокие скважины; 3 – разломы; 4 – изогипсы подошвы мезозойских отложений; 5 – месторождения нефти; 6 – перспективные структуры: а – Тиганская, б – Нордвикская, в – Западно – Нордвикская, г – группа Белогорских, д – группа Сопочных, е – Лабазная, ж – группа Журавлиных. Территории АХС по степени перспективности: 7 – неперспективные; 8 – малоперспективные; 9 – перспективные; 10 – среднеперспективные; 11 – высокоперспективные.

С запада, севера и северо-востока к анабарским *малоперспективным* территориям примыкает пояс *перспективных* по геолого-геохимическим критериям нижнесреднепермских отложений тустахской, ниже- и верхнекожевниковской свит, входящих в состав среднего верхнепалеозойско-нижнемезозойского структурного этажа. Исключение составляет входящая в этот пояс *малоперспективная* зона северо-восточного простирания, включающая Рыбную структуру с высокой насыщенностью пластовыми интрузиями.

На востоке АХС, в обширной области отсутствия или малой насыщенности пластовыми интрузивными телами (см. рис. 4) нижнесреднепермские отложения переходят в категорию *среднеперспективных*. К ней приурочена большая часть выявленных скоплений УВ, в том числе небольшие залежи нефти на Ильинской, Кожевниковской и Южно-

Тигянской площадях. Здесь же встречаются нефтепроявления в триасовых, юрских и нижнемеловых отложениях, относящихся к верхнему мезозойско-кайнозойскому структурному этажу. Все скопления и проявления УВ связаны с дизъюнктивными нарушениями, установленными в керне скважин и естественных обнажениях. От этой области пояс *среднеперспективных* территорий протягивается вдоль моноклиального склона Хатангской ступени, в направлении юго-западной границы Анабаро-Хатангской НГО.

На северо-востоке АХС, с вступлением в «нефтяное окно» в очагах генерации УВ верхнетриасовых и юрских НГМТ *высокоперспективной* на нефть и газ, в связи с отсутствием в этих отложениях пластовых интрузий и снижением плотности дизъюнктивных нарушений, становится обширная территория в центре, на востоке и северо-востоке АХС, включающая ряд контрастных структур II и III порядка. К менее перспективным в пределах этой области относятся впадины с глубинами залегания подошвы мезозойских отложений от 3 км и более. Скопления нефти и газа на *высокоперспективных* территориях могли сформироваться и сохраниться в ловушках верхнетриасовых, юрских и нижнемеловых отложений на сводах и склонах положительных структур, к которым относятся Журавлиная и пока еще не изученные глубоким бурением Западно-Журавлиная, Лабазная, Западно-Нордвикская положительные структуры, а также группы Сопочных и Белогорских структур. По оценкам ФГБУ «ВСЕГЕИ» они могут содержать до 600 млн. т УУВ.

На западе АХС, включая Енисей-Хатангскую НГО, оценки нефтегазоносности отложений осадочного чехла, по мере погружения низов мезозойских отложений (от 3 км и более) и высокой катагенетической преобразованности содержащегося в них ОВ, снижаются до *малоперспективных*.

На северо-западе АХС к категории *малоперспективных* относятся территории, расположенные в зоне Центрально-Таймырского шва из-за высокой реализованности генерационного потенциала пермских НГМП, густой сети дизъюнктивных нарушений и незрелостью ОВ юрских и нижнемеловых отложений.

В структурных и литологических ловушках, расположенных в пределах *средне- и высокоперспективных* территорий востока и северо-востока АХС, газовая составляющая в залежах должна увеличиваться по мере все большего погружения гидродинамически связанных с этими ловушками очагов генерации УВ в ГЗГ.

### Заключение

В осадочном чехле АХС выделяются три структурных этажа: нижний - верхнепротерозойско-среднепалеозойский (рифей - нижний карбон), средний -

верхнепалеозойско-нижнемезозойский (средний карбон - нижний триас) и верхний - мезозойско-кайнозойский (верхний триас - мел). В составе нижнего структурного этажа преобладают терригенно-карбонатные отложения, в составе среднего и верхнего - терригенные.

Рассмотрены геолого-геохимические характеристики наиболее изученных перспективных на нефть и газ нижнесреднепермских отложений, относящихся к среднему структурному этажу. Для нижнекожевниковской свиты построены и проанализированы схемы распределения наиболее полного набора геохимических критериев нефтегазоносности: толщин нефтегазоматеринских пород и их приконтактных зон, подвергшихся высокотемпературной деструкции ОВ под действием пластовых интрузий долеритов; типов и регионального катагенеза ОВ; Сорг; НІ.

Для перспективных отложений рифейских, кембрийских, девонских, пермских и юрских проведен сравнительный анализ распределения НІ.

С использованием интервалов значений НІ, соответствующих «нефтяному окну» и ГЗГ, а также с учетом критериев сохранности залежей УВ территория исследований дифференцирована по вероятности нефтегазоносности разновозрастных отложений. К высокоперспективным отнесены триасовые, юрские и нижнемеловые отложения верхнего структурного этажа восточных и северо-восточных территорий АХС.

### Литература

*Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И.* Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. - 254 с.

*Гуревич А.Б., Волкова Г.М., Гаврилова О.И.* О контактовых преобразованиях углей и вмещающих пород западной части Таймырского бассейна вблизи интрузий долеритов // Литология и полезные ископаемые. - 1990. - № 3. - С. 131-135.

*Девятов В.П., Савченко В.И.* Новые данные к переоценке ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. - 2012. - №1. - С.55-61.

*Калинко М.К.* История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. - Л.: Гостоптехиздат, 1959. - 358 с. (Тр. НИИГА, т. 104).

*Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е. А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н.* Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Литология, петрография, минералогия, геохимия. - 2013. - №1(13). - С. 54-63.

*Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 249 с.

*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. - № 11. - С. 1191-1200.

*Кринин В.А.* Анабаро-Хатангская седловина как объект нефтегазопроисследовательских исследований // Горные ведомости. - 2014. - №8. - С.22-28.

*Пронкин А.П., Савченко В.И., Ступакова А.В., Филипов Ю.А., Шумский Б.В., Юрко В.М., Перетолчин К.А., Прокопцева С.В.* Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Хатангской мезовпадины и сопредельной акватории моря Лаптевых // Природные ресурсы Красноярского края. – 2014. - № 23. – С. 57-62.

*Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А, Эрнст В.А., Филипов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А.* Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. - 2012. - № 1. - С. 30–44.

*Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В.* Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива // Offshore [Russia]. – Сентябрь 2013. – С. 18–22.

Справочник по геохимии нефти и газа. - СПб: Недра, 1998. - 576 с.

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. - М.: Изд-во АН СССР. - Т. 1. – 1960. – 212 с.; – Т. 2. – 1960. – 586 с; Т. 3. – 1963. – 558 с.

**Mazitov M.R., Kachkin A.A.**

LUKOIL-Western Siberia, Kogalym, Russia, marat.mazitov@lukoil.com, andrey.kachkin@lukoil.com

**Skachek K.G.**

Institute of Geology and Development of Fossil Fuels (IGIRGI), Moscow, Russia, k\_skachek@igirgi.su

**Larichev A.I., Bostrikov O.I., Khabarov A.N., Semenova Z.A.**

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), St. Petersburg, Russia, andrey\_larichev@vsegei.ru, oleg\_bostrikov@vsegei.ru, andrey\_habarov@vsegei.ru, zayana\_semenova@vsegei.ru

## GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL CRITERIA OF THE ANABARO-KHATANG SADDLE PETROLEUM

*Geological and geochemical criteria of potentially oil and gas bearing accumulation of the Anabar-Khatangskaya saddle are considered. On the example of the Lower Kozhevnikov Formation of the Early Permian age, the following elements were analyzed: the thickness of oil and gas-bearing rocks and their contact zones subjected to high-temperature destroying of organic matter under the influence of stratified intrusions; types and catagenesis stage of organic matter; contents of organic carbon and hydrogen index. For the Riphean, Cambrian, Devonian, Permian and Jurassic sequences, a comparative analysis of the distribution of the hydrogen index was carried out. The territory of the Anabar-Khatanga saddle is subdivided according to the probability of oil and gas bearing of different age deposits.*

**Keywords:** oil and gas accumulation, catagenesis stage of organic matter, hydrogen index, petroleum prospects, Anabar-Khatanga saddle.

### References

Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. *Kerogen: Metody izucheniya, geokhimitseskaya interpretatsiya* [Kerogen: Methods of study, geochemical interpretation]. Novosibirsk, Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2005, 254 p.

Devyatov V.P., Savchenko V.I. *Novye dannye k pereotsenke resursov uglevodorodov Anabaro-Khatangskoy neftegazonosnoy oblasti* [New data on the revaluation of hydrocarbon resources of the Anabar-Khatanga oil and gas region]. *Geologiya nefi i gaza*, 2012, no.1, p.55-61.

Gurevich A.B., Volkova G.M., Gavrilova O.I. *O kontaktovykh preobrazovaniyakh ugley i vmeshchayushchikh porod zapadnoy chasti Taymyrskogo basseyna vblizi intruziy doleritov* [Contact transformations of coals and host rocks of the western part of the Taymyr basin near the intrusions of dolerites]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 1990, no. 3, p. 131-135.

Kalinko M.K. *Istoriya geologicheskogo razvitiya i perspektivy neftegazonosnosti Khatangskoy vpadiny* [History of geological development and prospects of oil and gas potential of the Khatanga depression]. Leningrad, Gostoptekhizdat, 1959, 358 p. (Tr. NIIGA, vol. 104).

Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E. A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. *Genezis neftey i nefteproyavleniy Anabaro-Khatangskoy sedloviny (Arkticheskiy sektor Sibirskoy platformy)* [Genesis of oil and gas shows of the Anabar-Khatangskaya saddle (Arctic sector of the Siberian Platform)]. *Litologiya, petrografiya, mineralogiya, geokhimiya*, 2013, no.1 (13), p. 54-63.

Kontorovich A.E. *Geokhimitseskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecasting of oil and gas]. Moscow, Nedra, 1976, 249 p.

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

Krinin V.A. *Anabaro-Khatangskaya sedlovina kak ob"ekt neftegazoposkovykh issledovaniy* [Anabar-Khatangskaya saddle as an object of oil and gas exploration]. *Gornye vedomosti*, 2014,

no.8, p. 22-28.

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filiptsov Yu.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Suslova A.A., Sautkin R.S., Glukhova T.A., Peretolchin K.A. *Novye dannye o geologicheskom stroenii i vozmozhnoy neftegazonosnosti zon sochleneniya Zapadno-Sibirskoy i Sibirskoy platform so skladchatym Taymyrom* [New data on the geological structure and possible oil and gas potential of the junction zones of the West Siberian and Siberian Platforms with folded Taimyr]. *Geologiya nefti i gaza*, 2012, no.1, p. 30–44.

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumskiy B.V. *Perspektivy neftegazonosnosti Khatangskogo zaliva* [Prospects for petroleum potential of the Khatanga Bay]. *Offshore [Russia]*, Sentyabr' 2013, p. 18–22.

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Stupakova A.V., Filiptsov Yu.A., Shumskiy B.V., Yubko V.M., Peretolchin K.A., Prokoptseva S.V. *Novye dannye o geologicheskom stroenii i neftegazonosnosti Khatangskoy mezovpadiny i sopredel'noy akvatorii morya Laptevykh* [New data on the geological structure and petroleum potential of the Khatanga Mezodepression and the around of the Laptev Sea]. *Prirodnye resursy Krasnoyarskogo kraya*, 2014, no. 23, p. 57-62.

*Spravochnik po geokhimii nefti i gaza* [Handbook on the petroleum Geochemistry]. St. Petersburg, Nedra, 1998, 576 p.

Strakhov N.M. *Osnovy teorii litogeneza* [Fundamentals of the lithogenesis theory]. Moscow, Izd-vo AN SSSR. vol. 1, 1960, 212 p.; vol. 2, 1960, 586 p; vol. 3, 1963, 558 p.

© Мазитов М.Р., Качкин А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н., Семенова З.А., 2017