

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/42\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2019)

УДК 552.578.061.32:551.732.2(571.51)

**Баженова Т.К.**Акционерное общество «Всероссийский научно-исследовательский нефтяной геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **НИЖНЕСРЕДНЕКЕМБРИЙСКИЙ ОЧАГ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ НА СЕВЕРЕ ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)**

*Рассматривается нижнесреднекембрийский горизонт - очаг нефтегазообразования на севере Тунгусской синеклизы, закартированный на основании интерполяции геохимических данных и сейсмопрофилирования западного и восточного обрамлений синеклизы. Приводится количественная оценка масштабов нефте- и газообразования; определяется время действия очага и его состояние в современную эпоху.*

**Ключевые слова:** *нефтегазообразование, нижнесреднекембрийский горизонт, количественная оценка масштабов нефте- и газообразования, Тунгусская синеклиза, Красноярский край.*

Нефтегазоматеринский горизонт (НГМГ)  $\epsilon_{1-2}$  в пределах Сибирской платформы представляет собой предрифтовую фацию относительно глубокого шельфа, ограниченную рифогенными постройками барьерного типа, что успешно картируется на востоке платформы (куонамская свита Юдомо-Оленёкской зоны). В западной же части платформы, в Красноярском крае обогащённые органическим веществом (ОВ) отложения  $\epsilon_{1-2}$  до конца 80-х гг. XX в. известны лишь на крайнем северо-западе, в Игаро-Норильском районе (рр. Кулюме, Горбиячин, Брус, Сухариха), колонковых скважинах р. Гремяки (Хантайско-Рыбнинский вал). В известных тогда разрезах остальной территории края эти отложения представлены светлоцветными породами-доломитами, либо сульфатно-карбонатно-галогенной толщей. Базальтовое поле триаса севера Тунгусской синеклизы оставалось в отношении разрезов  $\epsilon_{1-2}$  «terra incognita». На границе 1980-90-х гг. появились разрезы Чириндинской и Ледянской скважин и скважин бассейна р. Бахты. Разрез Ледянской скв. 358 (на северной границе синеклизы) в отношении ОВ оказался «пустым», светлоцветным, а Чириндинская скв. 271 (на сочленении синеклизы с юго-западной частью Анабарской антеклизы) вскрыла «настоящую» чёрную куонамскую свиту (67 м). В бассейне р. Бахты пройдена толща темноцветных глинисто-карбонатных пород (40-50 м), замещающая светлую массивную доломитовую толщу (до 600-700 м). Такое соотношение свидетельствовало о «соседстве» рифа и предрифовых фаций [Мельников и др., 1991]. Через полтора десятка лет примерно в 100 км к западу Нижнеимбакская скв. 219 вскрыла «настоящую» куонамскую свиту  $\epsilon_{1-2}$ , ОВ в которой оказалось метаморфизованным интрузией до апокатагенеза, но значение  $S_{НК}$  высоки (2,5-10%) [Шиганова и др., 2010]. Естественно встал вопрос о том, что

представляют ли обогащённые ОБ участки северо-запада, юго-запада и востока синеклизы единое поле. Впервые попытался соединить «куонамские поля» С.С. Сухов (СНИИГГиМС, 2007), но его изображение, по крайней мере тех лет, не выглядело «закономерным». В последние годы по сейсмопрофилям «Алтай - Северная Земля (отрезок р. Нижняя Тунгуска – р. Чиринда)» и «Хошонская скв. 256 – р. Мойеро» и двум «рассечкам» удалось проследить («протянуть») куонамскую свиту от Чириндинской скв. 271 на юг (до Кочечумской скв. 2) и восток, и так установить ограничивающий её рифогенный барьер.

Вариант распространения рифовых и предрифовых фаций и «карбонатных платформ» дан в статье Ю.А. Филиппова с соавторами [Филиппов и др., 2014]. Учитывая все вышеперечисленные данные и их интерпретацию, автору «удалось» закартировать НГМГ  $\epsilon_{1-2}$  на севере Тунгусской синеклизы и «наделить» его необходимыми характеристиками. Прежде всего, необходимо выбрать принципы и методы картирования тела НГМГ там, где его положение достоверно не известно.

1. Обогащённые ОБ предрифовые фации не образуются возле любого рифогенного тела, а лишь возле того или иного масштаба барьерного рифа, а последний также не возникает «где попало», а только на границах двух блоков, то есть наличие барьерных рифовых тел должно так или иначе фиксироваться скрытыми разломами (в роли последних нередко выступают спрямлённые участки речных долин).

2. Само тело НГМГ при высокой степени обогащения ОБ и/или достаточной мощности может быть обнаружено методом биолокации.

Главное поле НГМГ  $\epsilon_{1-2}$  Тунгусской синеклизы занимает примерно 1/3 её площади (около 320 тыс. км<sup>2</sup>) и протягивается широкой полосой от верховьев рр. Вилюя и Моркоки, где соединяется с Якутским куонамским полем, через верховья рр. Мойеро и Котуя к верховьям р. Курейки, оз. Дюпкун и «Великим» Норильским озёрам до гг. Норильск и Игарка. В районе г. Игарки поле ограничивается линией размыва отложений, а в районе Норильска его граница фиксируется глубокой Южно-Пясинской скв. 1. В самой северной точке поля граница проводится южнее Кыстыхтахской скв. 1, где разрез  $\epsilon_{1-2}$  близок к таковому Ледянской скв. 358 и не обогащён ОБ.

Концентрации  $C_{НК}$  в главном поле картировались (с учётом известных) по следующим принципам:

- 1) вблизи рифогенного тела концентрация всегда ниже, нежели в удалении от него;
- 2) *ceteris paribus* – чем выше катагенез ОБ, тем концентрация его ниже;
- 3) в доманикоидных отложениях часто проявляется обратная связь между концентрацией  $C_{НК}$  и мощностью НГМГ. В краевых частях поля на западе (где выше катагенез ОБ и мощность) концентрация  $C_{НК}$  – 0,7-1,0%, на востоке - 1-2%; в срединной

части поля на западе - 1-2%, на востоке - 2-3%. Мощность НГМГ на западе - 100-200 м, на востоке - 50-70 м (рис. 1).

В малом (Имбако-Тынепском) поле площадью 18,75 тыс. км<sup>2</sup> концентрация  $C_{НК}$  с запада на восток снижается от более 3% до менее 1%; мощность - 50 м и менее.

Катагенез ОВ картировался в соответствии с установленной на Сибирской платформе, сокращённой («субдонецкой») его зональностью, при которой максимальный палеотермоградиент 5°С/100 м; учитывалась, соответственно, максимальная палеоглубина погружения отложений.

Катагенез ОВ в главном поле изменяется от МК<sub>1</sub> до АК; большую часть поля занимает апокатагенез; на востоке от верховьев р. Мойеро постепенно снижается до МК<sub>1</sub>; в малом поле региональный катагенез ОВ МК<sub>2</sub><sup>1</sup>–МК<sub>2</sub><sup>2</sup>. Карта катагенеза построена по подошве ленского надъяруса, то есть по подошве шумнинской, куонамской и булайской свит (рис. 2).

Масштабы эмиграции углеводородов (УВ) подсчитывались автором по известным ранее формулам.

Характер распределения плотностей эмиграции УВ определяется, прежде всего, катагенезом ОВ. Плотности эмиграции жидких УВ (нефти) в главном поле возрастают в целом с юго-востока на северо-запад от менее 0,3 млн. т/км<sup>2</sup> до более 7 (до 9) млн. т/км<sup>2</sup>. В поле апокатагенеза плотности увеличиваются также от краёв к середине поля, - здесь уже «работает» концентрация, но не столь значительно, как катагенез – в 2 раза, а не в 30.

В малом Имбако-Тынепском поле при практически идентичном катагенезе и мощностях НГМГ вариации плотностей определяются концентрацией  $C_{НК}$  и изменяются с запада на восток от более 2 млн. т/км<sup>2</sup> до менее 1 млн. т/км<sup>2</sup> (рис. 3).

Картина распределения плотностей эмиграции (генерации) УВ-газа в главном поле аналогична в целом таковой для нефти (при своих – эквивалентно более низких – значениях по закону генетического дефицита газа сапропелевого ОВ). Диапазон плотностей от менее 0,2 млрд. нм<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> на юго-востоке до более 3 млрд. нм<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> на северо-западе. Большая часть главного поля характеризуется величинами от 1 млрд. нм<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> до 2 млрд. нм<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. В малом поле плотности с запада на восток изменяются от более 0,5 млрд. нм<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> до менее 0,2 млрд. нм<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (рис. 4).

Суммарные масштабы эмиграции нефти в главном поле - 1303,9 млрд. т, в малом поле – 25,8 млрд. т; газ – 469,1 трлн. нм<sup>3</sup> и 9,2 трлн. нм<sup>3</sup> соответственно.

Поскольку большая часть Путоранско-Норильского поля НГМГ  $\epsilon_{1-2}$  располагается ныне в зоне апокатагенеза, построены палеокарты на этап, когда большая часть НГМГ  $\epsilon_{1-2}$  находилась в главной зоне нефтеобразования.

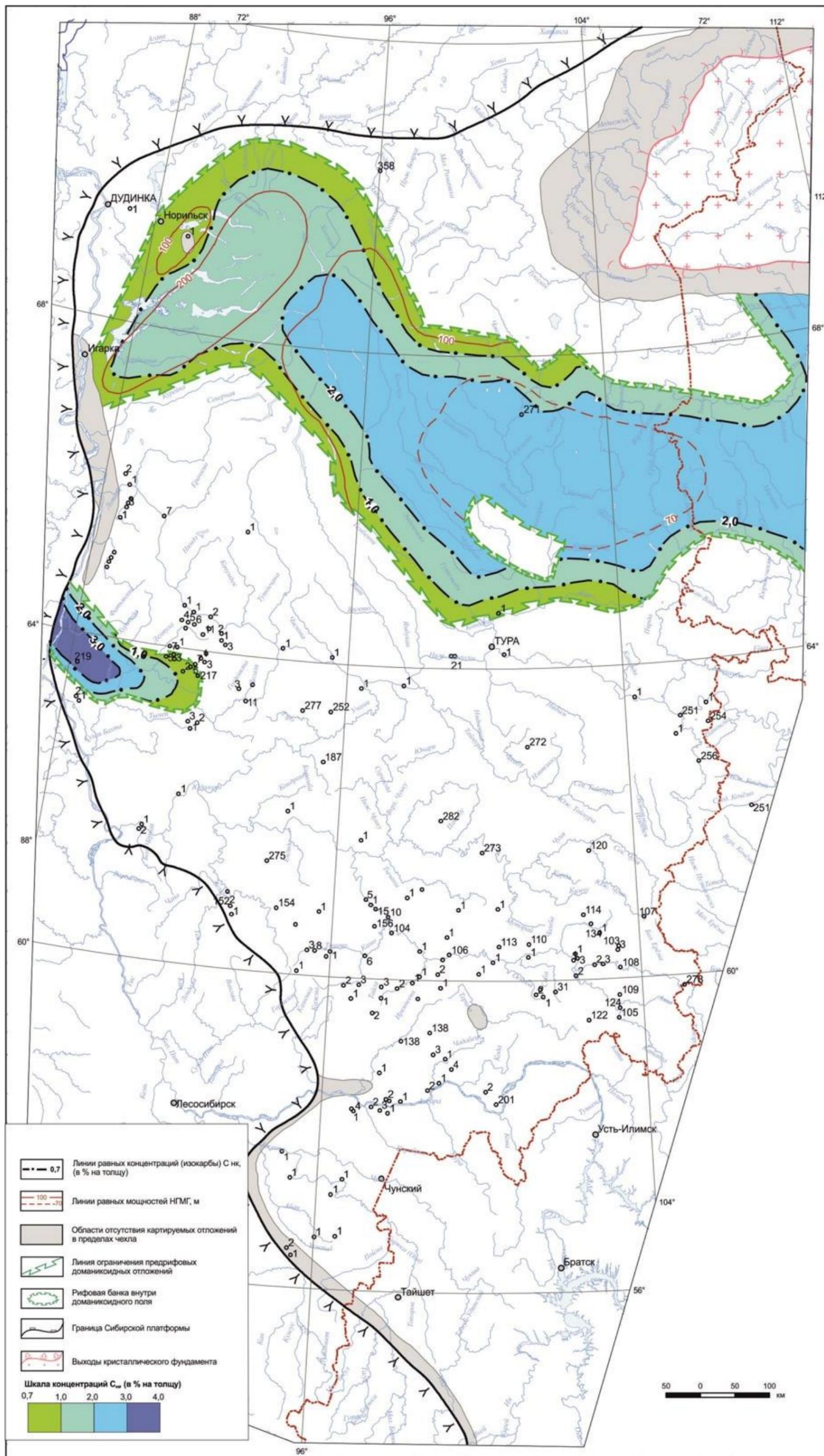


Рис. 1. Карта распределения органического вещества ( $C_{ок}$ ) в нефтегазоматеринских отложениях  $\epsilon_{11}+\epsilon_{2am}$  (шумнинская и куонамская свиты)

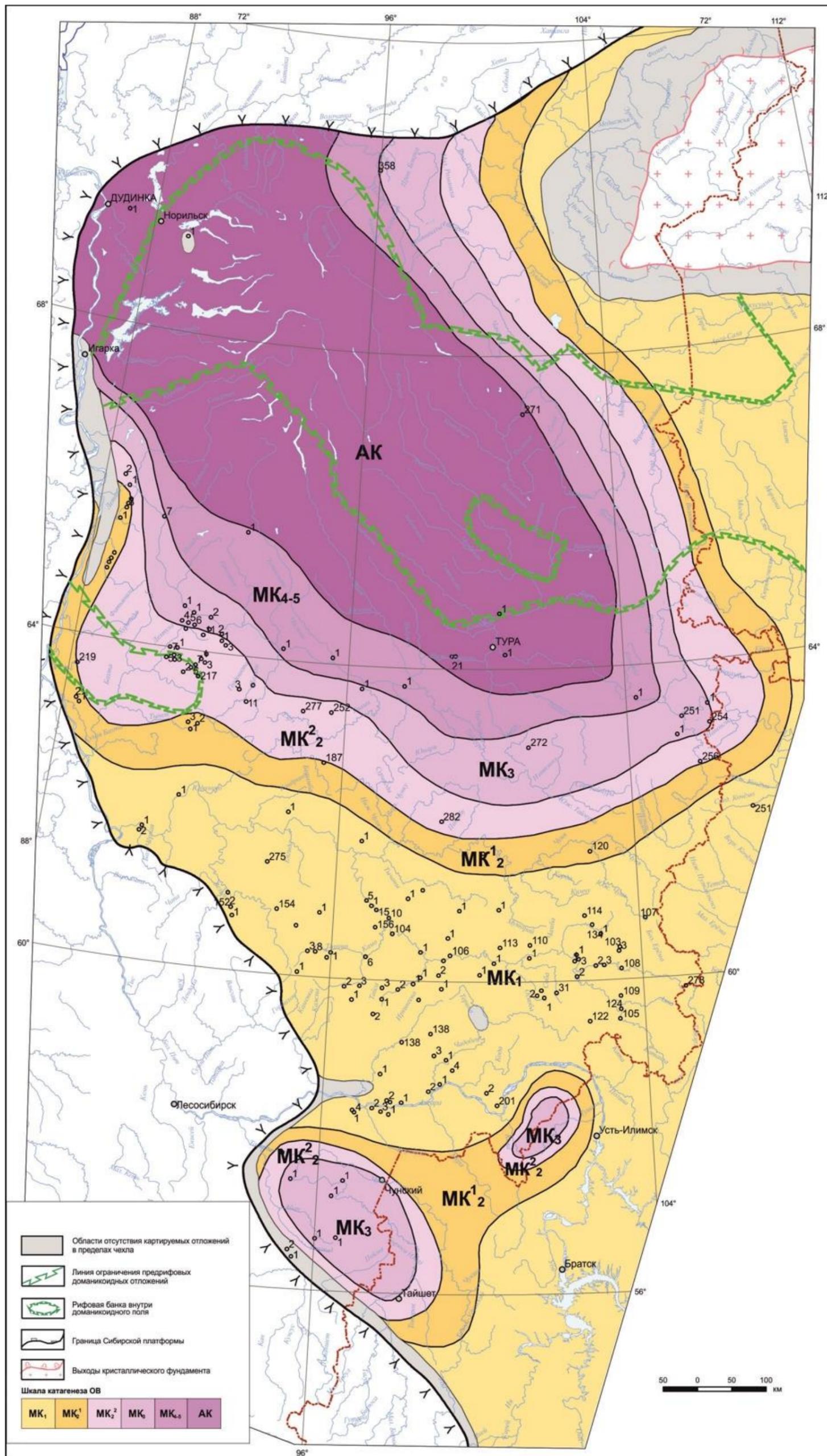


Рис. 2. Карта катагенеза органического вещества в подошве ленского надъяруса (с1) (ботомного яруса - куонамской, шумнинской и булайской свит)

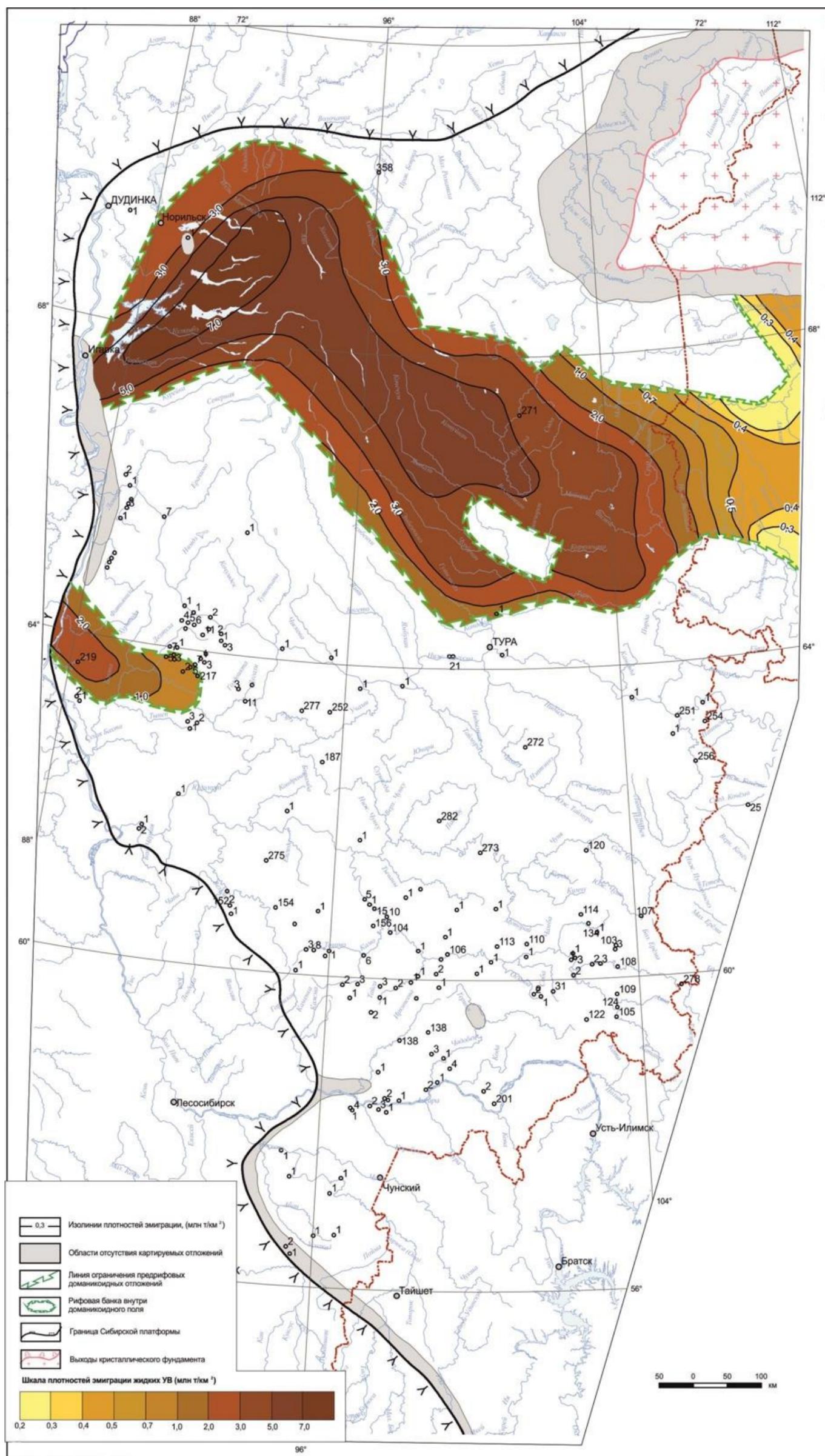


Рис. 3. Карта масштабов эмиграции жидких углеводородов из нефтегазоматеринских отложений нижнего-среднего кембрия (с11+с2am) (шумнинская и куонамская свиты)

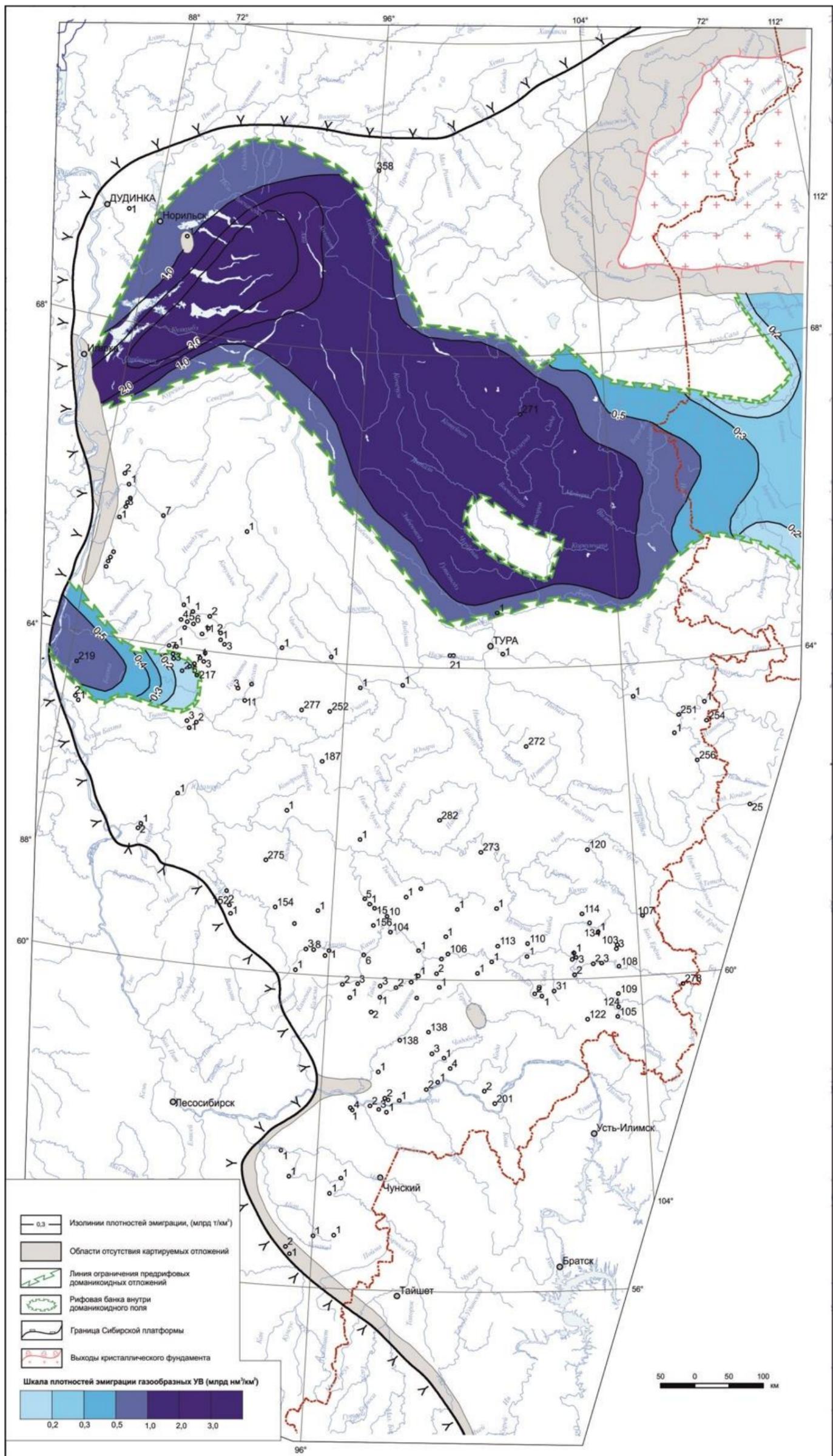


Рис. 4. Карта масштабов генерации (эмиграции) газообразных углеводородов из нефтегазоматеринских отложений нижнего-среднего кембрия (с11+с2ам) (шумнинская и куонамская свиты)

Анализ истории погружений показывает, что таким этапом является граница перми и триаса, то есть предвулканическое время. Значения  $C_{нк}$  пересчитаны в соответствии со степенью его сохранности на соответствующей градации палеокатагенеза (рис. 5-8).

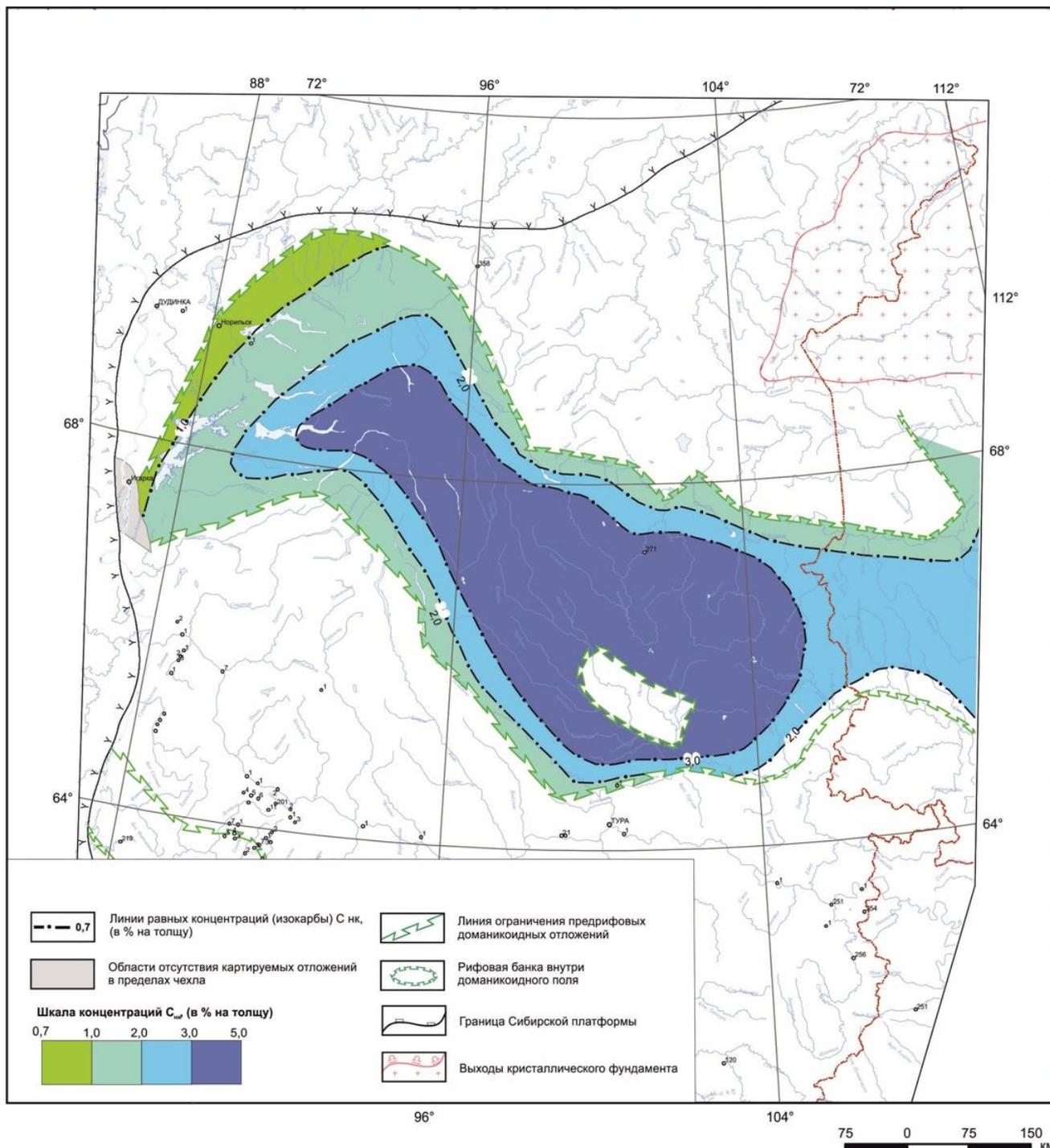


Рис. 5. Карта распределения органического вещества ( $C_{нк}$ ) в нефтегазоматеринских отложениях (Є11+Є2am) (шумнинской и куонамской свит) на предтриасовое время

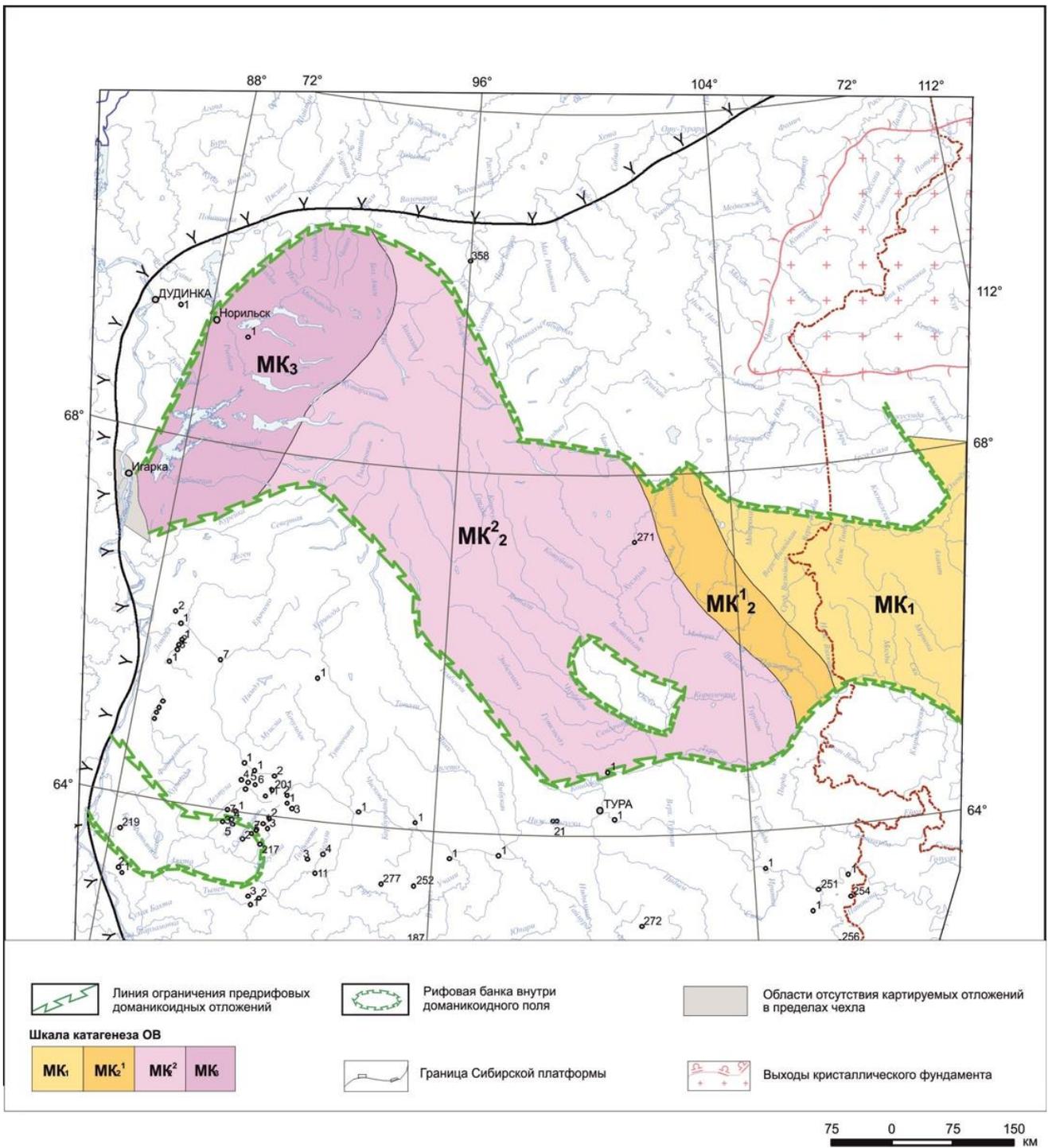
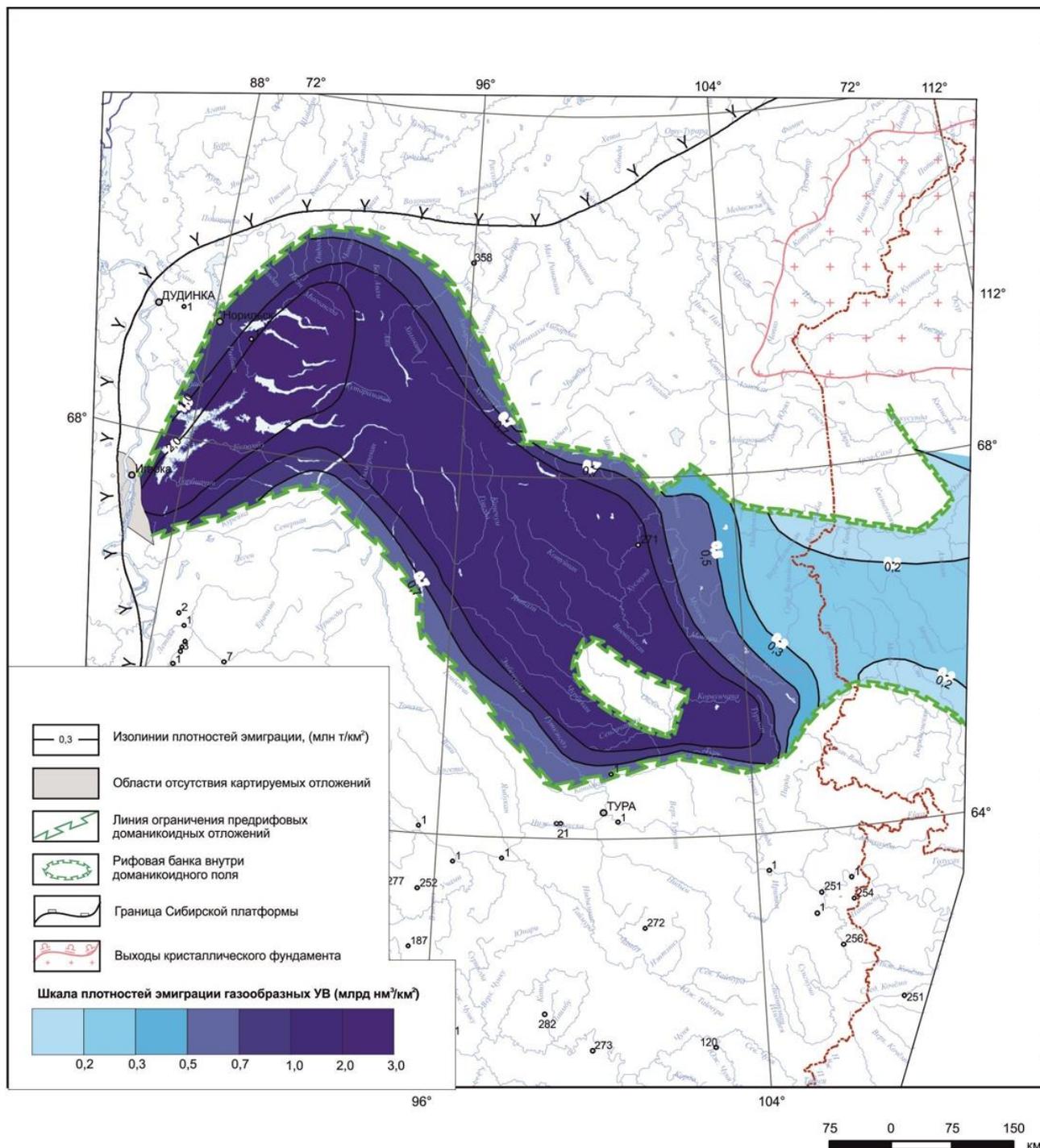


Рис. 6. Схема палеокатагенеза органического вещества в подошве шумнинской и куонамской свит (Є1-2l+am) в пределах их развития на предтриасовое время





**Рис. 8. Схематическая карта масштабов генерации (эмиграции) газообразных углеводородов из нефтегазоматеринской формации  $\epsilon 11 + \epsilon 2m$  (шумнинской и куонамской свит) на предтриасовое время**

При сравнении карт  $S_{HK}$  видно, что палеозначения выше примерно на 1% (от более 3 до 1-2%); и только на востоке, где отсутствовали (или почти отсутствовали) базальтовые покровы, значения  $S_{HK}$  остались прежними. Катагенез ОВ на этом этапе – от МК<sub>3</sub> на северо-западе до МК<sub>1</sub> на востоке; большую площадь занимает градация МК<sub>2</sub><sup>2</sup>. В самой восточной части поля катагенез - МК<sub>1</sub>, то есть тот же, что и на современном этапе.

В табл. 1 представлены сравнительные масштабы эмиграции УВ на конечный этап

погружений и на предтриасовое время, а на рис. 7 и 8 - закартированные плотности УВ на предтриасовое время. Поскольку концентрации  $C_{НК}$  латерально меняются не очень существенно (см. рис. 5), то плотности эмиграции находятся в прямой зависимости от катагенеза. На востоке значения плотностей и палеоплотностей почти тождественны, а в центре, в базальтовом поле, и на западе палеоплотности примерно в 1,5 раза ниже.

Таблица 1

**Сравнительные масштабы эмиграции и палеоэмиграции углеводородов из нефтегазоматеринского горизонта  $\epsilon_{1+2am}$  в главном Путоранско-Норильско поле на конечный этап и предтриасовое время**

Этап эмиграции	Нефть, млрд. т	Газ, трлн. нм <sup>3</sup>	Нефть/газ	Диапазон плотностей эмиграции и средняя плотность ( $\bar{x}$ )	
				нефть, млн. т/км <sup>2</sup>	газ, млрд. нм <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
Конечный этап погружений	1303,9	409,1	2,78	0,25 – 9,00 $\bar{X}$ – 4,09	0,17 – 3,20 $\bar{X}$ – 1,47
Предтриасовое время	996,6	373,5	2,67	0,22 – 7,84 $\bar{X}$ – 3,24	0,15 – 2,86 $\bar{X}$ – 1,22

Конечные суммы эмиграции УВ превосходят их палеозначения в 1,3 раза по нефти и в 1,25 раза по газу (см. табл. 1).

Если авторские построения не столь далеки от истины, то с той или иной долей вероятности можно утверждать, что на севере Тунгусской синеклизы располагается мощный обширный очаг нефтегазообразования, действовавший примерно с начала силура до раннего (возможно среднего) триаса – более 200 млн. лет. Ныне ОВ  $\epsilon_{1-2}$  в данном очаге нефтегазообразования большей частью находится в зоне апокатагенеза. Этап главной фазы нефтеобразования – (МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub><sup>2</sup> – начало МК<sub>3</sub>) для ОВ  $\epsilon_{1-2}$  – силур-пермь, когда проходила и практически закончилась генерации нефти. Масштабы эмиграции нефти на этом этапе составили 3/4 от суммарного её количества (996,6 млрд. т). Мощные глинистые толщи в разрезах РЗ Сибирской платформы отсутствуют, поэтому сульфатно-галогенные синхронны данного НГМГ располагаются за его пределами, то есть можно заключить, что подавляющая часть нефти на этапе главной фазы нефтеобразования покинула материнскую формацию.

Весь вопрос в том, в каких толщах эта нефть и сопутствующий ей газ, а также газ более поздних этапов (конец МК<sub>3</sub>–АК) мог скопиться и сохраниться. О наличии нефти в пределах этого региона свидетельствуют многочисленные нафтидопроявления различного масштаба и данные биолокации.

### Литература

*Мельников Н.В., Килина Л.И., Кринин В.А., Хоменко А.В.* Нефтегазоносность кембрийских рифов Сурингдаконского свода // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. - Новосибирск: Наука, 1991. - С. 180-189.

*Филипцов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вильчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Смирнов Е.В., Щербаков В.А., Култышев В.Ю.* Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минеральные ресурсы Сибири. - 2014. - №2. - С. 25-35.

*Шиганова О.В., Дыхан С.В., Соболев П.Н., Сурнин А.И.* Геохимическая и гидрогеологическая характеристика венд-нижнекембрийских отложений Ленно-Тунгусской НГП в параметрических скважинах 2008-2010 гг. // Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса России. - СПб: ВНИГРИ, 2010. - С. 199-204.

**Bazhenova T.K.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

**MAIN TIME PETROLEUM GENESIS - LOWER-MIDDLE CAMBRIAN INTERVAL  
IN THE NORTHERN PART OF THE TUNGUSKA SYNECLISE  
(KRASNOYARSK TERRITORY)**

*The Lower-Middle Cambrian interval - main time petroleum genesis in the northern part of the Tunguska syncline is considered. Using mapping on the basis of seismic profiling and interpolation of geochemical data of the western and eastern syncline frames. A quantitative assessment of the extent of oil and gas production is given. The duration of the outbreak and its condition in the up to day time is determined.*

**Keywords:** *Lower-Middle Cambrian interval, main time petroleum genesis, quantitative assessment of the scale of petroleum genesis, Tunguska syncline, Krasnoyarsk Territory.*

**References**

Filipstov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Vil'chak V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.A., Smirnov E.V., Shcherbakov V.A., Kultyshev V.Yu. *Nizhne-srednekembriyskiy rifogenny bar'er na severe Sibirskoy platformy – ob'ekt pervoocherednykh neftegazopoyiskovykh rabot* [The Lower-Middle Cambrian rifogenic barrier in the north of the Siberian Platform is an object of priority oil and gas exploration]. *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri*, 2014, no. 2, pp. 25-35.

Mel'nikov N.V., Kilina L.I., Krinin V.A., Khomenko A.V. *Neftegazonosnost' kembriyskikh rifov Suringdakonskogo svoda* [Petroleum potential of the Cambrian reefs of the Suringdakon Arch]. *Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza*. Novosibirsk: Nauka, 1991, pp. 180-189.

Shiganova O.V., Dykhan S.V., Sobolev P.N., Surnin A.I. *Geokhimicheskaya i gidrogeologicheskaya kharakteristika vend-nizhnekembriyskikh otlozheniy Lenno-Tungusskoy NGP v parametriceskikh skvazhinakh 2008-2010 gg.* [Geochemical and hydrogeological characteristics of the Vendian-Lower Cambrian section of the Lena-Tunguska oil and gas field in parametric wells 2008-2010 period]. *Neftegeologicheskiy prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii*. St. Petersburg: VNIGRI, 2010, pp. 199-204.

© Баженова Т.К., 2019