

УДК 552.578.061.32:551.72(571.5)

Баженова Т.К.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

Дахнова М.В., Можегова С.В.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГУП «ВНИГНИ»), Москва, Россия, dakhnova@vnigni.ru

ВЕРХНИЙ ПРОТЕРОЗОЙ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ – ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕЁ ДОМЕЗОЙСКОГО МЕГАБАССЕЙНА

Рассматриваются очаги нефтегазообразования в рифейском и вендском комплексах Сибирской платформы, масштабы генерации УВ в них и время их действия; приводятся данные по биомаркерной корреляции нефтей из месторождений и синбитумоидов из материнских пород. Результаты исследований позволяют утверждать, что нефти Непско-Ботуобинской антеклизы, в основном, генетически связаны с вендскими источниками, а нефти Байкитской антеклизы и Катангской седловины, большей частью, – с рифейскими материнскими формациями. Сравнительный анализ масштабов эмиграции УВ свидетельствует о том, что основной источник нефтегазоносности домезозойского мегабассейна Сибирской платформы – верхний протерозой (рифей и венд).

Ключевые слова: нефтегазообразование, рифей, венд, катагенетическое несогласие, углеводороды, биомаркеры.

К настоящему времени в пределах домезозойского мегабассейна Сибирской платформы (или Лено-Тунгусской НПП) разведано более 4 млрд. т жидких углеводородов (УВ) и около 6 трлн. нм^{3*} газообразных УВ. Разведанные запасы УВ пока сосредоточены в мегаструктурах южной половины платформы – Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, Катангской седловине, Ангаро-Ленской ступени, – хотя перспективные земли охватывают подавляющую часть всей её площади. Продуктивны отложения рифея, венда и – в меньшей степени – нижнего кембрия, однако нефтидопроявления различного масштаба – вплоть до залежей битумов – встречаются по всему разрезу осадочного чехла.

«Седиментационная кривая» мегабассейна выявляет формации, обогащённые органическим веществом (ОВ), нефтегазоматеринские горизонты (НГМГ) во всех системах палеозоя, в венде и рифее. НГМГ моложе раннего-среднего кембрия развиты на северо-западе платформы – в северной части Тунгусской синеклизы; ранне-среднекембрийский НГМГ (куонамская свита и аналоги) занимает значительные площади вдоль восточной окраины платформы и на северо-западе (пока не ясна степень распространения этого НГМГ

* Объем при нормальном давлении.

в пределах Тунгусской синеклизы). И только верхнепротерозойские НГМГ – вендские и рифейские – в той или иной мере развиты во всех частях Сибирской платформы, – в том числе и в особенности, – в пределах мегаструктур с открытой промышленной нефтегазоносностью. Если вендские отложения отсутствуют только на щитах, а НГМГ в них занимают более половины площади их развития, то отложения рифея в целом имеют меньшую площадь распространения.

Однако рифейский, начальный этап формирования осадочного чехла региона охватывает около 2/3 всего времени формирования и дальнейшего существования осадочно-породного тела домезозойского мегабассейна Сибирской платформы. Рифейский комплекс отложений развит на всех ее окраинах за исключением крайнего юга, где выполняет перикратонные прогибы, а также субпараллельные и ортогональные окраинам авлакогены, в той или иной степени претерпевшие инверсию в предвендское время. Внутри платформы рифей слагает склоны антеклиз, седловины, а, возможно, и днища прогибов. Суммарная мощность рифея в известных разрезах 2–5 км, редко более. Почти во всех районах его распространения встречаются толщи, обогащенные ОВ, квалифицируемые как НГМГ. В ряде районов они неплохо изучены на породном, формационном, а иногда (редко) и на зональном уровне. Однако бассейновый уровень рифейских отложений платформы остаётся очень мало исследованным, прежде всего, вследствие затруднённой, неоднозначной, противоречивой корреляции разрезов, не только далеких друг от друга, но нередко и достаточно близких. В пределах собственно Тунгусской синеклизы практически отсутствуют скважины, вскрывшие рифей. Лишь в последние годы ряд сейсмопрофилей, проходящих через южную половину платформы, позволил в какой-то мере выяснить распространение рифейских отложений и выявить их взаимоотношения с вышележащими отложениями.

Авлакогены и другие структуры рифейского времени подчинялись, вероятно, меридиональным, субмеридиональным и субширотным разломам. Видимо, вдоль этих направлений в конце рифея и происходила инверсия. Однако, вероятно, ещё до вендского осадконакопления проявились диагональные Саяно-Байкальские структурообразующие направления. Где-то они были разделены не только во времени, но и в пространстве, а где-то наложились друг на друга. Всё это и создало мозаичную структуру рифейского этажа платформы, затрудняющую корреляцию разрезов, а стало быть, и картирование, в том числе и картирование НГМГ и, соответственно, очагов нефтегазообразования (ОНГО).

Надо сказать, что исследователей-нефтяников – геологов и геохимиков – «завораживает» широкое развитие темноцветных формаций рифея в складчатых

обрамлениях южной половины платформы – в пределах Енисейского кряжа и Патомского нагорья [Конторович, Бахтуров, Башарин, 1999]. Но ведь рифейские формации в качестве источника УВ для современных залежей могут представлять интерес только в том случае, если генерация УВ-флюидов в них происходила в пострифейское время; в альтернативном случае ни о какой сохранности залежей в рифее – вследствие инверсии и размыва – речи идти не может. Индикатором той или иной ситуации является отсутствие или наличие катагенетического несогласия на границе рифей/венд. Это явление было открыто одним из авторов в 1971 г. в Тайгинской скв.1 Байкитской антеклизы [Баженова, Левина, 1973; Органическая геохимия..., 1981; Баженова, Ипатов, Шуменкова, 1983].

Принципиальная схема возникновения катагенетического несогласия показана на рис. 1. На схематических картах рифейских ОНГО (рис. 2, 3) зоны, где было зафиксировано это явление, показаны специальными значками (кн). Остановимся конкретно на Байкало-Патомской зоне (Байкало-Вилуйском прогибе), поскольку рифей именно этой зоны многие сибирские геологи и геохимики считают «ответственным за нефтегазоносность» Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих районов. Однако именно в этой зоне, по крайней мере, в трёх местах, было установлено катагенетическое несогласие на границе рифей/венд. В Прибайкальской скв. 1 содержание водорода в ОВ рифея 1,96% при содержании углерода 95,14%; выше, через ~ 300–350 м нормального разреза, в ОВ нижнего венда (ушаковской свиты) С – 84,42%; Н – 5,00%.

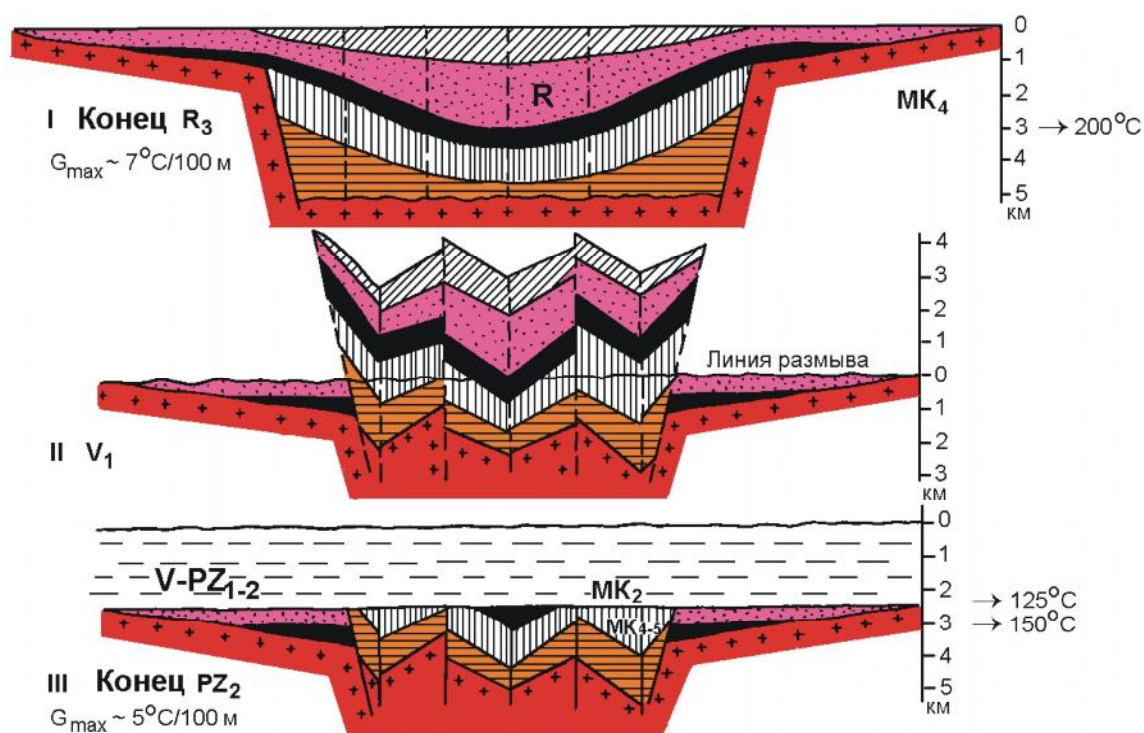


Рис. 1. Принципиальная схема возникновения катагенетического несогласия в зонах рифейских авлакогенов

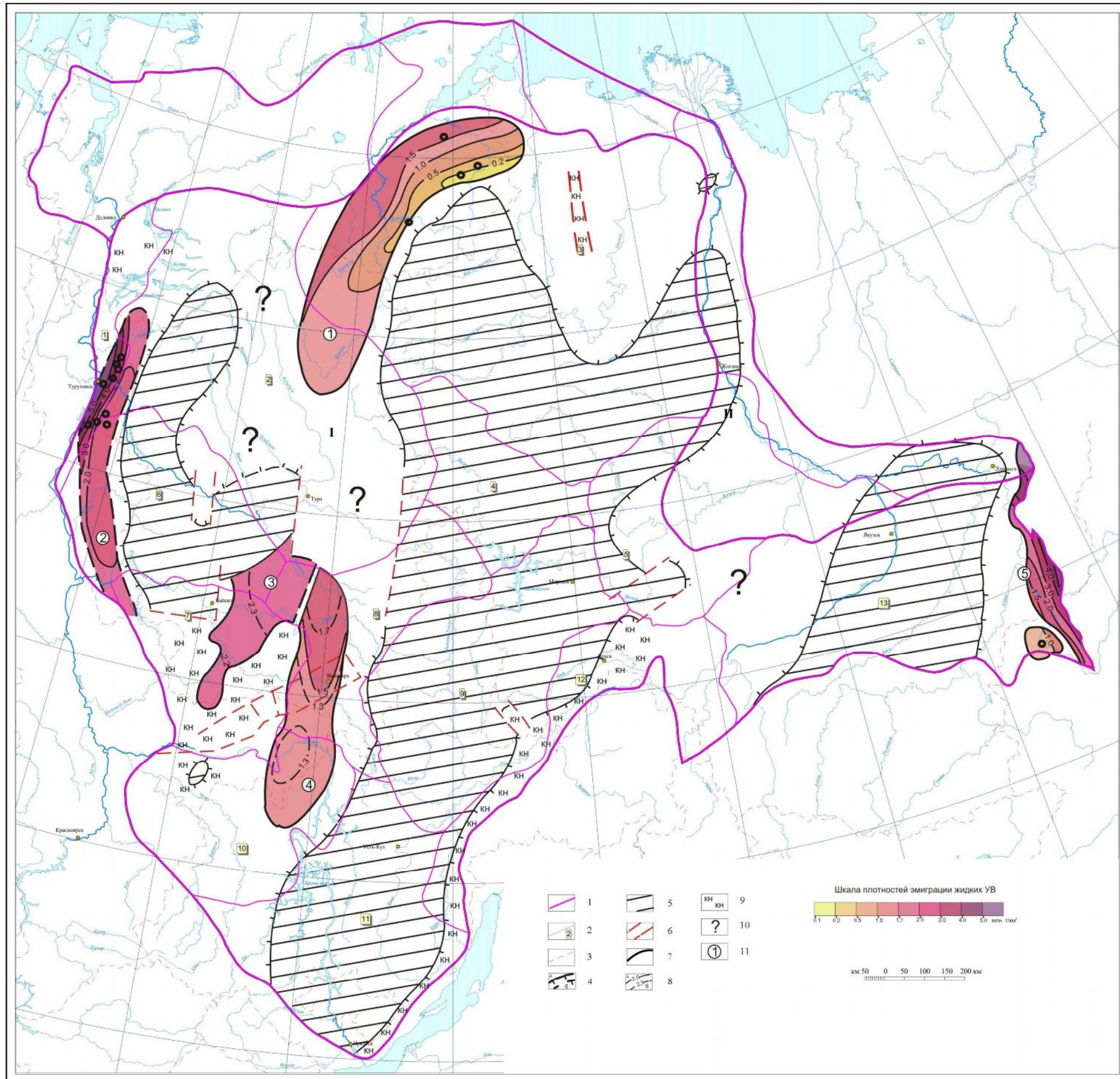


Рис. 2. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ из рифейских очагов нефтегазообразования Сибирской платформы, действовавших в пострифейское время

1-4 – границы: 1 - нефтегазоносных провинций (I – Лено-Тунгусская, II – Хатангско-Вилуйская), 2 – нефтегазоносных областей, 3 – административные, 4 – распространения рифейских отложений (а – установленные, б - предполагаемые); 5 – области отсутствия рифейских отложений; 6 – дизъюнктивные нарушения; 7 – граница очагов нефтегазообразования; 8 – линии равных плотностей эмиграции жидких УВ (млн. т/км²): а – основных, б – дополнительных; 9 – участки с установленным катагенетическим несогласием на границе рифей/венд; 10 – области, где отсутствуют сведения о наличии рифейских очагов нефтегазообразования; 11 – рифейские очаги нефтегазообразования, действовавшие в венде-палеозое: 1 – Котуйский, 2 – Туруханский; 3 – Юрубчено-Куюмбинский; 4 – Ангаро-Чуньский (Собинский); 5 – Майский. Цифры на карте в квадратах: 1 – Турухано-Норильский НГР, 2 – Северо-Тунгусская НГО, 3 – Анабарская НГО, 4 – Сюгджерская НГО, 5 – Западно-Вилуйская НГО, 6 – Южно-Тунгусская НГО, 7 – Байкитская НГО, 8 – Катангская НГО, 9 – Непско-Ботубобинская НГО, 10 – Присяяно-Енисейская НГО, 11 – Ангаро-Ленская НГО, 12 – Предптомская НГО, 13 – Северо-Алданская НГО.

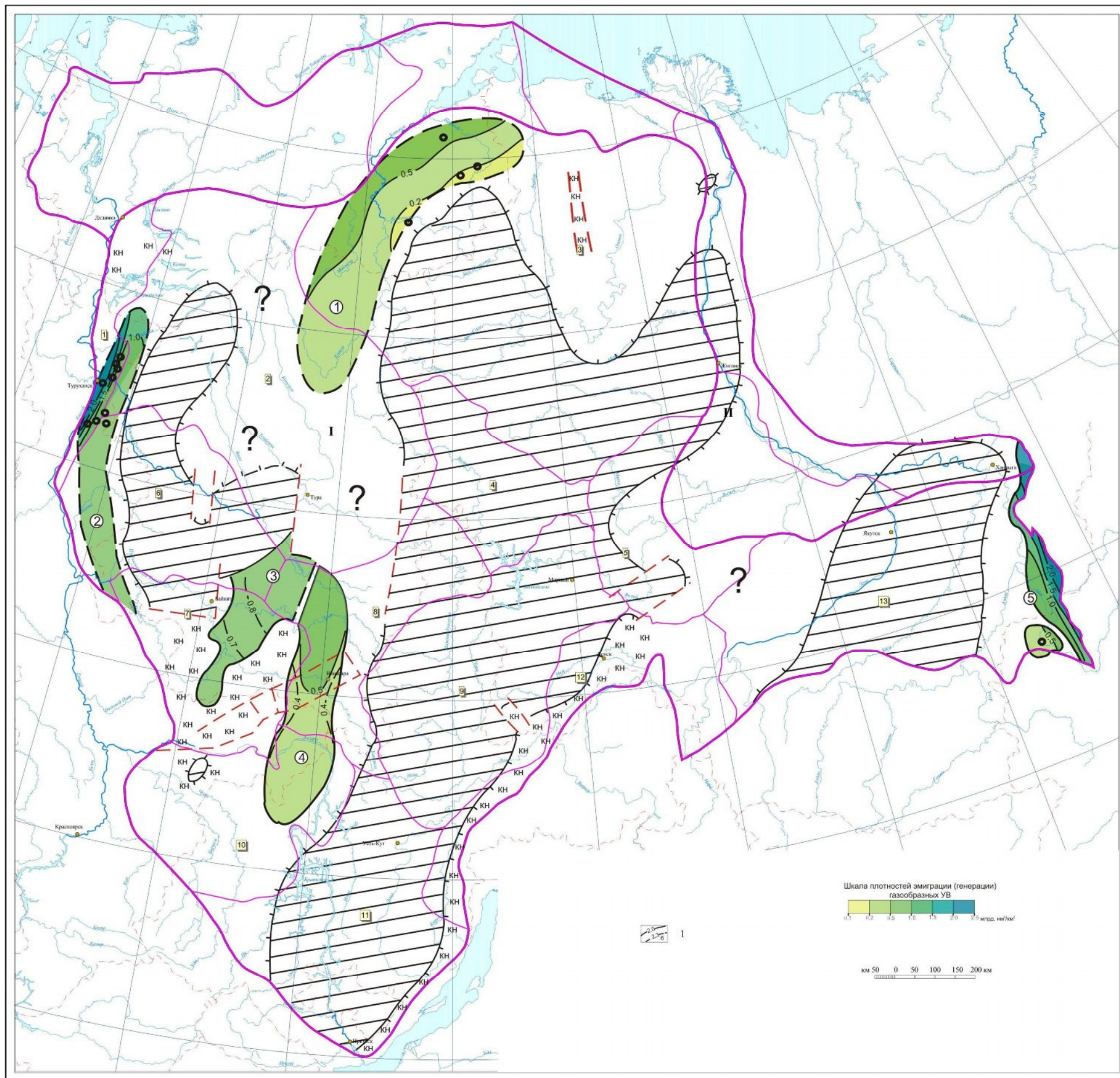


Рис. 3. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных УВ из рифейских очагов нефтегазообразования Сибирской платформы, действовавших в пострифейское время

1 – линии равных плотностей эмиграции газообразных УВ (млрд. нм³/км²): а – основных, б – дополнительных. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

Водород, как известно, очень лёгкий, в его содержании значима каждая десятая доля %; при отсутствии «термического скачка» при постепенном прогреве его содержание при погружении изменяется очень медленно и глубинная разница в 300–350 м практически не значима; стало быть, имеет место катагенетическое несогласие. Примерно в 80 км южнее, в районе рек Хидусы и Бугульдейки наблюдается аналогичная картина: в ОБ хидусинской свиты V_1 содержание водорода 3,50%, а в близлежащем обнажении улунтуйской свиты R_2 содержание водорода в ОБ 1,33%. Севернее, в пределах современного Пеледуйского свода подобное явление было установлено в Таранской скв. 870: в основании V_2 содержание водорода в ОБ 4,5%, а на 350 м глубже в рифее – 1,23%. Вся Байкало-Патомская зона имеет линейный характер структур, в ней не наблюдается глубоких поперечных прогибов, где размыв рифейских отложений был бы минимальным. Рифейские отложения на северо-запад от Патомского нагорья и на запад от Прибайкалья далеко не простираются, в пределах собственно Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени они отсутствуют. В связи с вышеизложенным признать рифей Байкало-Патомской зоны в качестве источника УВ для вышеназванных нефтегазоносных структур невозможно. Открытым пока остаётся вопрос о рифее Берёзовской впадины. Если темноцветные обогащенные ОБ формации Патомского нагорья простираются в пределы этой впадины, то при отсутствии катагенетического несогласия рифей в этом районе мог быть источником УВ для вышележащих отложений; однако этот вопрос не исследован. Дикимдинская и алексеевская свиты рифея западного склона Алданской антеклизы не обогащены ОБ и, соответственно, не являются НГМГ.

Остается открытым вопрос о наличии катагенетического несогласия в восточной части Енисейского кряжа – в Ангаро-Питском синклинии. В самой верхней рифейской свите – дашкинской – по нашим данным катагенез ОБ не ниже MK_5-AK_1 . Даже при повышенном значении ($>5^{\circ}C/100$ м) термоградиента погружение свиты было не менее 3,5–4 км. Мало вероятно, что такова была мощность размытого «неизвестного рифея». Скорее всего, наблюдаемые структуры Ангаро-Питского синклинория имеют не рифейский, а поздний генезис (в отличие от западных районов кряжа), а катагенез ОБ верхов рифея обусловлен венд-палеозойскими погружениями, прежде всего, вероятно, мощными погружениями раннего венда. Отсюда следует, что катагенетическое несогласие на границе рифей/венд здесь не имело места. Однако вопрос этот требует специального исследования.

Конкретный возраст, размеры, масштабы и время нефтегазообразования для зафиксированных рифейских ОНГО Сибирской платформы показаны в табл. 1.

Таблица 1

Масштабы эмиграции углеводородов из рифейских очагов нефтегазообразования, действовавших в венде – палеозое в пределах Сибирской платформы

Наименование ОНГО	Возраст НГМГ	Площадь ОНГО, тыс. км ²	Масштабы эмиграции жидких УВ (млрд. т)	Масштабы эмиграции (генерации) газообразных УВ (трлн. нм ³)	Соотношение нефть/газ	Время действия ОНГО	
						для жидких УВ	для газообразных УВ
Котуйский	R _{1u-il}	137,2	145,6	53,6	2,72	R ₃ -Є ₃ ; R ₃ -T ₁	R ₃ -T ₁
Туруханский	R _{3 nt}	52,2	143,8	50,8	2,83	R ₃ ; V ₂ - D ₃ ; V ₂ - T ₁	R ₃ ; V ₂ -T ₁
Юрубчено-Курумбинский	R _{2 mdr}	45,0	62,2	23,6	2,64	R ₃ ; V ₂ - Є ₂	R ₃ ; V ₂ - D ₁ ; P ₂ - T ₁
	R _{3 km}	45,0	40,6	14,7	2,76	R ₃ ; V ₂ - Є ₃	R ₃ ; V ₂ - D ₁ ; P ₂ - T ₁
	R _{3 iren}	1,0	0,35	0,16	2,19	Є ₂ -D ₁ ; P ₂ -T ₁	Є ₂ -D ₁ ; P ₂ -T ₁
Сумма по ОНГО Ю-К		45,0	103,1	38,5	2,68		
Собинский	R _{3 ajan}	78,0	112,7	39,9	2,82	V ₂ -D ₁ ; P ₂ -T ₁	V ₂ -D; P ₂ -T ₁
Майский	R _{2 me}	56,00	204,6	73,5	2,78	R ₂ -Є ₂ ; R ₃ -D ₁	R ₃ - D ₁
Итого:		368,4	709,8	256,3	2,77		

Самый северный ОНГО Сибирской платформы – Котуйский, связанный с усть-ильинской свитой R₁, расположенный на северо-западном и западном склонах Анабарской антеклизы и, возможно, в северо-восточной части Тунгусской синеклизы. Усть-ильинская свита R₁ – самый древний НГМГ в чехле платформы – представлен сероцветными карбонатными породами с прослоями горючих сланцев; мощность свиты ~ 70 м, концентрация C_{нк} – 0,2÷6,5%, \bar{x} – 0,65%, градация катагенеза МК₁–МК₂¹, в погруженных районах синеклизы до АК₁. Плотности эмиграции жидких УВ изменяются в диапазоне 155–1893 тыс. т/км², газообразных – 108–656 млн. нм³/км² (рис. 2, 3). Суммарная продуктивность Котуйского ОНГО 145,6 млрд. т нефти и 53,6 трлн. нм³ газа (см. табл. 1). Следы «работы» Котуйского ОНГО наблюдаются в виде разномасштабных – вплоть до крупных – нафтидопроявлений – мальт и асфальтов в отложениях от базальной мукунской серии до карбонатов Є₃ на склонах Анабарской антеклизы.

В северо-западной части платформы выделяется Туруханский ОНГО в пределах Нижнеенисейского плакантиклинория. В рифейском разрезе района главной обогащенной ОБ формацией является нижнетунгусская свита R_3 (600–700 м), сложенная темноцветными известняками и доломитами, в той или иной мере глинистыми, и мергелями. При катагенезе ОБ от $МК_3$ до $АК_1$ концентрация $C_{нк}$ в породах – от первых десятых долей % до 3,5%, в среднем на формацию 0,4–0,7%.

Анализ истории формирования структуры района позволяет утверждать, что, во-первых, катагенетическое несогласие между рифеем и вендом в районе отсутствует (размыто порядка 1,5 км осадков, а вновь отложилось более 3 км). Даже если рифейский палеоградиент на 1–2°C превышал палеозойский, тем не менее максимального прогрева ОБ нижнетунгусской свиты достигло в конце палеозоя – триасе, и значит, нижнетунгусская свита R_3 была источником УВ для отложений венда - палеозоя. Предполагаемая площадь Туруханского ОНГО – чуть более 50 тыс. км²; он простирается от широты г. Игарки на севере до устья р. Подкаменной Тунгуски (около 750 км) при ширине 50–100 км (см. рис. 2, 3). Наличие нижнетунгусской свиты R_3 в южной части региона весьма вероятно, ибо она является и стратиграфическим, и фациальным аналогом шунтарской свиты Енисейского кряжа. Суммарные масштабы эмиграции жидких УВ в данном ОНГО составляют 143,8 млрд т, а газообразных – 50,8 трлн. нм³ (см. табл. 1). Следы деятельности – полупромышленные залежи нефти и газа в венде - кембрии и многочисленные нафтидопроявления Туруханского района.

В пределах Байкитской антеклизы выделяется Юрубчено-Куюмбинский ОНГО. Здесь различные горизонты V_2 залегают на различных толщах рифея, эродированных, очевидно, в байкальское и ранневендское время. Как известно, здесь располагается очень крупная нефтегазоносная зона, связанная с рифеем и вендом и объединяющая Юрубчено-Тахомское, Куюмбинское и Оморинское месторождения. Нефтегазоносность рифея приурочена к зоне несогласия рифей/венд. Степень структурного и стратиграфического несогласия на указанной границе различна. Рифей представлен системой блоков, степень эрозионного среза в которых также различна. Наиболее яркие обогащенные ОБ толщи выявляются к востоку и юго-востоку от месторождений на юго-восточном склоне Байкитской антеклизы и в пределах западной части Катангской седловины [Стратиграфия нефтегазоносных..., 2005]. Считается, что здесь имеет место фациальный переход от карбонатной платформы к глинисто-карбонатным осадкам склона. Однако именно в области развития этих темноцветных толщ склона антеклизы и западной части Катангской седловины фиксируется

катагенетическое несогласие [Баженова, Левина, 1973; Баженова, Ипатов, Шуменкова, 1983]. Площадь отсутствия катагенетического несогласия картировалась по данным региональных и локальных сейсмопрофилей; она охватывает нижнее и среднее течение р. Камо, часть междуречья рек Камо – Тайга, уходит на правый берег р. Подкаменной Тунгуски, далее через р. Чуню к р. Таймуре. На северо-западе её ограничивает область отсутствия рифея, на севере граница условна (см. рис. 2, 3). Размеры площади порядка 45 тыс. км². Отсутствие катагенетического несогласия здесь подтверждается и геохимическими данными [Филипцов и др., 1999]. В её пределах обогащённые ОВ формации не столь яркие, как на востоке, но тем не менее их можно выделить. Самой нижней из них является мадринская толща R₂ существенно глинистого и глинисто-карбонатного состава. Мощность обогащённой части условно принимаем равной 200 м (общая мощность толщи 280 м. Средняя концентрация C_{нк} в толще порядка 0,5%. Выделяется также куюмбинская толща R₃, представленная серыми и темно-серыми доломитами. По нашим представлениям, куюмбинская толща сопоставима с шунтарской свитой Енисейского кряжа (нижнетунгусской Туруханского района). Мощность куюмбинской толщи 470 м; обогащённая ОВ мощность принималась равной 250 м; средняя концентрация C_{нк} в ней 0,30%.

В качестве самой верхней обогащённой толщи выделяется горизонт темноцветных аргиллитов мощностью 10 м внутри пестроцветной существенно карбонатной ирэмэкэнской толщи R₃, завершающей разрез рифея в районе. Содержание C_{нк} в одном образце оказалось очень высоким – 8,17%. По данным пиролиза и по составу керогена, катагенез ОВ данной породы не выходит за пределы градации МК₂¹ [Филипцов и др., 1999]. Уровень катагенеза ОВ определяется характером изменения глубины погружения отложений венд-триасового времени. В мадринской толще катагенез ОВ изменяется с юга на север от МК₄₋₅ до АК₁₋₂; в куюмбинской толще, соответственно, от МК₃ до МК₄₋₅; в ирэмэкэнской – соответствует градации МК₂¹. Площадь развития ирэмэкэнской толщи принимается равной 1 тыс. км², т.е. учитываются пока только те участки, где она известна (скв. Юр-104, Юр-110, К-4). И если ОВ ирэмэкэнской толщи «набирало свой катагенез» и генерировало УВ только в пострифейскую эпоху, то ОВ более древних НГМГ «осуществляло свою деятельность» ещё в рифее. Исходя из анализа истории погружений, можно заключить, что к концу рифея ОВ мадринской толщи достигло градации МК₂², а ОВ куюмбинской толщи – градации МК₁, т.е. в обеих толщах генерация и эмиграция УВ уже происходили. Таким образом, «полезная», пострифейская генерация-эмиграция будет представлять собой разность между эмиграцией, подсчитанной для фиксированных градаций катагенеза, и рифейской эмиграцией. Эти

«полезные» величины, а также величины эмиграции УВ из ирэмэкэнской толщи приведены в табл. 1. Суммарная продуктивность Юрубчено-Куюмбинского ОНГО 103,1 млрд. жидких УВ и 38,5 трлн. нм³ газообразных УВ.

К востоку от Юрубчено-Куюмбинского ОНГО и Байкитско-Катангской зоны катагенетических несогласий располагается Собинский (Ангаро-Чуньский) рифейский ОНГО. Его центр находится в пределах Катангской седловины в районе Собинского вала. Отсутствие катагенетического несогласия на границе рифей/венд здесь устанавливается по геохимическим данным и подтверждается сейсмопрофилями. Наиболее яркой темноцветной толщей в разрезе рифея данного района является аянская толща, вторая от основания разреза, представленная темно-серыми и черными карбонатными аргиллитами с прослоями доломитов. Её мощность 140 м, содержание $C_{нк} - 0,16 \div 2,64\%$ ($\bar{x} - 1,46\%$, $m_e - 1,26\%$), катагенез ОВ в районе Собинского вала и прилегающих участков МК₂. Собинский ОНГО от Собинско-Тэтэрского района условно «протянут» на север до р. Таймуры, на юг, также условно, в Кежемскую впадину (восточную часть Саяно-Енисейской синеклизы) (рис. 2, 3). Сейсмопрофиль указывает на отсутствие здесь глубокого несогласия между рифеем и вендом. Основанием для предположения о существовании рифейских НГМГ в Кежемской впадине послужило следующее: в Ковинской скв. 157, в междуречье р. Ковы и р. Ангары был получен приток нефти из усть-кутского горизонта ϵ_1 с дебитом 0,3 м³/сут. В этом районе в разрезе венда и кембрия НГМГ отсутствуют. За восточную границу Собинского ОНГО принимается линия предвендского эрозионного среза аянской толщи; на западе ОНГО ограничен зоной катагенетического несогласия на границе рифей/венд. Площадь ОНГО – 78 тыс. км², плотности эмиграции жидких УВ изменяются в диапазоне 1,04-1,72 млн. т/км², газообразных УВ – в диапазоне 0,37-0,61 млрд. нм³/км², суммарные масштабы эмиграции жидких УВ составляют 112,7 млрд. т, эмиграции (генерации) газообразных УВ – 39,9 трлн. нм³ (табл. 1).

На юго-востоке платформы вблизи с Сэтте-Дабаном располагается последний из ныне известных рифейских ОНГО, действовавших в пострифейское время. Он картируется в бассейне р. Май в восточной части так называемой Учуро-Майской плиты и Юдомо-Майского прогиба, переходного между платформой и складчатым Сэтте-Дабаном. Иначе этот район именуется Алдано-Майским прогибом или одноимённым бассейном. Майский ОНГО связан здесь с верхней подсвитой малгинской свиты R₂. Этот горизонт является наиболее обогащённым ОВ во всём разрезе рифея Алдано-Майского бассейна. Малгинская свита распространена лишь в восточной части бассейна, а в западной, вероятно, «срезана»

размывами. Картируется два темноцветных поля: малое – по р. Мае и в нижнем течении р. Аим и большое, занимающее практически весь Юдомо-Майский прогиб до восточной границы, за которую принимается зона Бурхалинского разлома, к востоку от которого развит дислоцированный палеозой Сэтте-Дабана. Обогащённая ОВ верхняя подсвета представлена глинистыми известняками и мергелями с прослоями горючих сланцев, мощность подсветы в малом поле 30 м, концентрация $C_{нк}$ на породном уровне – до 15%, в среднем 3,5%. Большое поле картировалось в соответствии с геологическими описаниями, катагенез ОВ оценивался в соответствии с масштабом погружений, а концентрации $C_{нк}$ – с учётом правила обратной связи концентрации и мощности, а также с учётом расхода ОВ в катагенезе. Мощности $R_2 ml^2$ изменяются с запада на восток от 30 до 200 м, концентрации $C_{нк}$ – от 3,5 до 0,7%, а катагенез ОВ – от $МК_2^1$ до $АК_{2-3}$. Диапазон так называемого «нефтяного окна» картируется лишь в платформенной части бассейна, а к востоку от зоны Нельканского разлома располагаются зоны глубокого мезокатагенеза и апокатагенеза, где генерация нефти исчерпана, а залежи нефти не сохраняются. Плотности эмиграции жидких УВ в данном ОНГО возрастают с запада на восток от 0,7 млн. т/км² до более 5 млн. т/км²; эмиграции (генерации) газообразных УВ – от 0,3 млрд. нм³/км² до более 2 млрд. нм³/км². Суммарные масштабы эмиграции жидких УВ – 204, 6 млрд. т, эмиграции (генерации) газообразных УВ – 73,5 трлн. нм³ (табл. 1).

В табл. 1 показано время действия вышеописанных рифейских ОНГО. В случае если НГМГ при погружении не вышли за пределы «нефтяного окна» ($МК_3$), т.е. нефтематеринский потенциал ОВ в них не был исчерпан, время действия ОНГО и для нефти, и для газа в них одинаково. Если в таблице указано несколько интервалов геологического времени, то это означает либо прерывистое, полиэтапное действие ОНГО (если интервалы последовательны), либо различные интервалы времени действия ОНГО в разных его частях. Так, в Котуйском ОНГО в пределах Тунгусской синеклизы нефтеобразование закончилось в $Є_3$, а в пределах Анабарской антеклизы продолжилось до окончания погружений (T_1). Газообразование (как и в прочих ОНГО) продолжалось до окончания погружений.

В Туруханском ОНГО нефте- и газообразование происходило в два этапа – в рифее, а после перерыва и размыва – в венде-палеозое-триасе. Только в южной и северной частях ОНГО нефтеобразование закончилось в D_3 , а в средней части продолжалось до триаса. В Юрубчено-Куюмбинском ОНГО газообразование осуществлялось в три этапа (в соответствии с этапами погружений), а нефтеобразование в два этапа (табл. 1), при этом в самой верхней, ирэмэкэнской толще на рифейском этапе генерации УВ, по-видимому, ещё не было. Не ранее V_2 началось нефтегазообразование и в Собинском ОНГО, связанном с

аянской толщей R_3 , происходившее в два этапа (табл. 1). В Майском ОНГО нефтеобразование на востоке закончилось не позднее ϵ_2 , а на западе продолжилось до окончания погружений (D_1). Время работы рифейских и ниже характеризуемых вендских ОНГО представлено также на диаграмме (рис. 4). Время действия ОНГО необходимо определять с целью его сопоставления со временем формирования потенциальных структурных и неструктурных зон нефтегазонакопления.

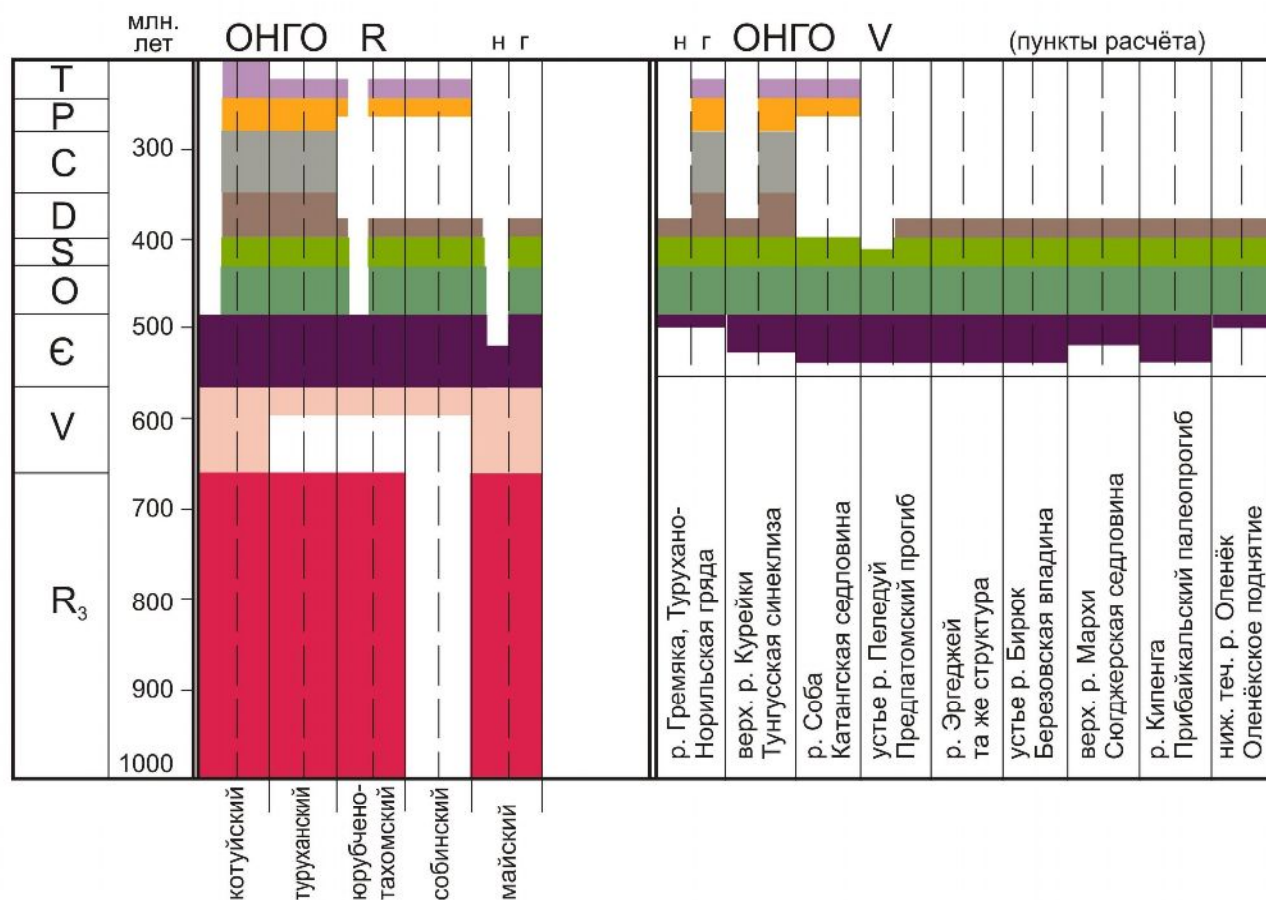


Рис. 4. Диаграммы «работы» очагов нефтегазообразования рифея и венда (левая часть колонки – нефть, правая - газ)

Совокупность вендских ОНГО представляет собой единое поле. В состав ОНГО венда входят НГМГ V_1 ; V_{2np} ; V_{2tr} ; V_{2dn}^{1-2} . Вещественный объем ни в одном из НГМГ венда не соответствует их стратиграфическому объему – ни по латерали, ни по вертикали. В табл. 2 приведены параметры продуктивности НГМГ венда и ОНГО в целом – площади развития, суммированный реализованный потенциал и отношения нефть/газ. Площадь развития ОНГО 1750 тыс. км², т.е. более половины всей площади Сибирской платформы (вместе с кристаллическими щитами) и порядка 2/3 площади развития вендских отложений.

Наибольшим развитием отличается НГМГ V_{2tr} , а наименьшим – НГМГ V_1 (см. табл. 1), то есть НГМГ в составе так называемых «домотских» отложений – аналогов тасеевской серии Приангарья. Эти отложения развиты лишь вдоль западной и южной окраин Сибирской платформы, а обогащенными ОВ являются лишь в Байкало-Виллюйском прогибе.

Латеральными границами отдельных НГМГ, как и ОНГО венда в целом, является изокарба 0,2% (т.е. осреднённая концентрация $C_{нк}=0,2\%$). Практически все НГМГ венда являются составными, т.е. состоят из обогащенных ОВ пачек в составе соответствующих свит (подсвит) и составляют обычно 30-50% мощности соответствующего стратиграфического горизонта. В терригенных НГМГ (V_1-V_{2np}) – это темноцветные аргиллиты, в существенно карбонатных ($V_{2tr}-V_{2dn}^{1-2}$) – глинисто-карбонатные породы с нередкой примесью ангидрита. ОНГО простирается с северо-запада, от северной части Турухано-Норильской гряды и Дюпкунской впадины на юго-восток через Тунгусскую синеклизу, захватывая бóльшую часть Байкитской антеклизы и Катангской седловины, через Непско-Ботуобинскую антеклизу и Сюгджерскую седловину к Ангаро-Ленской ступени и Байкало-Виллюйскому прогибу.

Таблица 2

**Масштабы эмиграции УВ из нефтегазоматеринских горизонтов вендского возраста
в пределах Сибирской платформы**

Возраст НГМГ	Площадь развития НГМГ, тыс. км ²	Σ жидких УВ, млрд. т	Σ газообразных УВ, трлн. нм ³	Соотношение нефть/газ
V_1	301	110,8	40,9	2,71
V_{2np}	1414	374,0	130,0	2,87
V_{2tr}	1607	588,9	206,4	2,85
V_{2dn}^{1-2}	953	462,7	146,2	3,16
ΣV_{1-2}	1750	1536,4	523,5	2,93

Осреднённые концентрации $C_{нк}$ в вендских НГМГ редко выходят за пределы 0,5%, хотя на породном уровне иногда повышаются до 1÷2%, редко более. Диапазон катагенеза ОВ – от $MK_1 \div MK_2^1$ на сводах до $MK_5 \div AK_{1-2}$ в пределах прогибов (палеопрогибов) и впадин. Наибольшие плотности связаны с Байкало-Виллюйским палеопрогибом – до > 2 млн. т/км² по нефти и до > 1 млрд. нм³/км² по газу в Прибайкальской части и до > 3 млн. т/км² по нефти и до 1 млрд. нм³/км² по газу – в Предпатомской его части (рис. 5, 6).

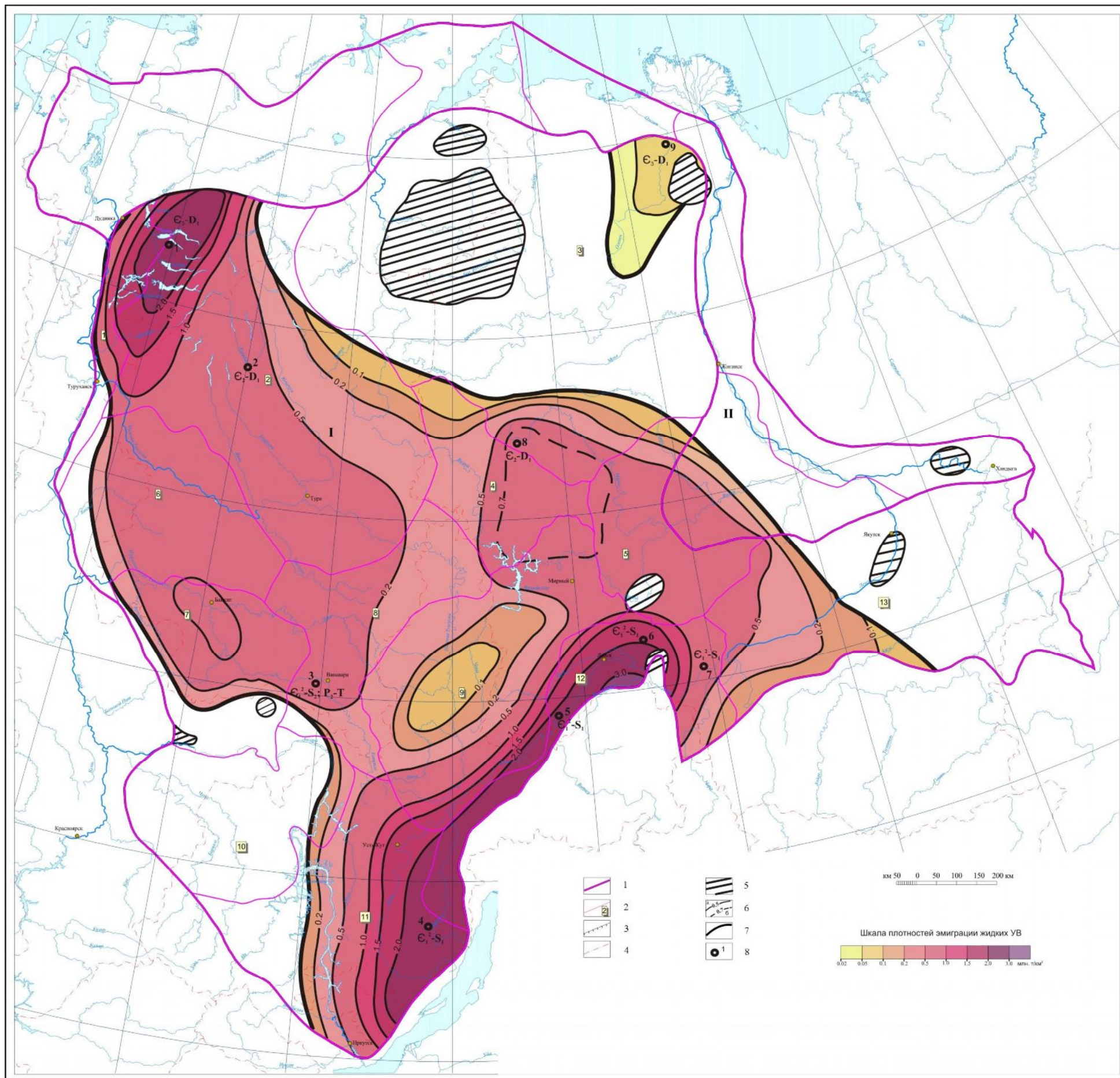


Рис. 5. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ из вендских очагов нефтегазообразования Сибирской платформы

1-4 – границы: 1 - нефтегазоносных провинций (I – Лено-Тунгусская, II – Хатангско-Вилуйская), 2 – нефтегазоносных областей, 3 – современного распространения отложений; 4 – административные; 5 – области отсутствия отложений венда; 6 – линии равных плотностей эмиграции жидких УВ (млн. т/км²): а – основных, б – дополнительных; 7 – граница очагов нефтегазообразования венда; 8 – точки расчета времени действия очагов нефтегазообразования. Цифры на карте в квадратах: 1 – Туруханско-Норильский НГР, 2 – Северо-Тунгусская НГО, 3 – Анабарская НГО, 4 – Сюджерская НГО, 5 – Западно-Вилуйская НГО, 6 – Южно-Тунгусская НГО, 7 – Байкитская НГО, 8 – Катангская НГО, 9 – Непско-Ботубинская НГО, 10 – Присяяно-Енисейская НГО, 11 – Ангаро-Ленская НГО, 12 – Предпато́мская НГО, 13 – Северо-Алданская НГО.

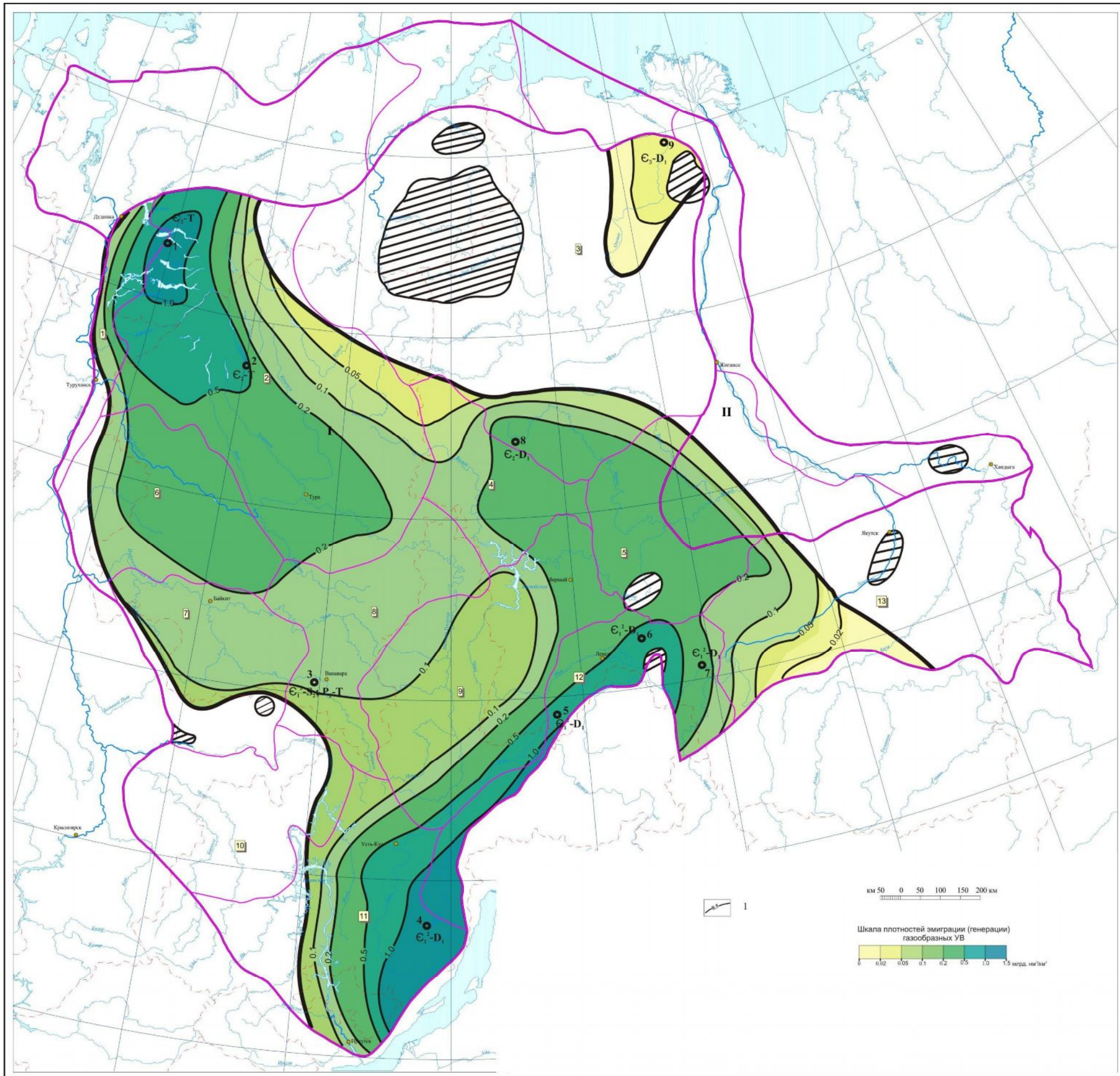


Рис. 6. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных УВ из вендских очагов нефтегазообразования Сибирской платформы

1 – линии равных плотностей эмиграции (генерации) газообразных УВ (млрд. $\text{м}^3/\text{км}^2$). Остальные условные обозначения см. на рис. 5.

Вторым «полюсом» максимальных плотностей эмиграции – до > 2 млн. т/км² по нефти и до > 1 млрд. нм³/км² по газу – является северо-западная часть платформы (северная часть Туруханно-Норильской гряды и Дюпкунская впадина. Источник – сухарихинская свита (верхняя часть непского, тирский и даниловский горизонты). Осреднённые концентрации $C_{нк}$ в ней 0,3–0,4%, мощность более 300 м, катагенез ОВ достиг подстадии АК, что и обусловило высокую продуктивность.

В пределах Катангской седловины и Байкитской антеклизы суммированные плотности эмиграции нефти порядка 0,5 млн. т/км², генерации газа – 0,1÷0,2 млрд. нм³/км² (см. рис. 5, 6). Эти плотности могли обеспечить определённую часть питания открытых и ещё не выявленных здесь залежей УВ, хотя основное питание было, вероятно, связано с НГМГ рифея.

В табл. 3 представлено рассчитанное время действия вендского ОНГО Сибирской платформы в различных его точках (точки расчёта обозначены на рис. 5, 6). Для газообразных УВ конец действия ОНГО – конец погружений, для юга, юго-востока и северо-востока – D_1 , для запада, северо-запада и центральных частей платформы – T_1 . Начало действия ОНГО венда во всех точках – кембрий; там, где развита мощная соленосно-карбонатная толща ϵ_{1-2} , начало работы ОНГО приходится примерно на время половины накопления этой толщи (ϵ^2_1). Там, где ϵ_{1-2} выражен в красноцветных и перекрывающих их доманикоидных фациях существенно меньшей мощности, ОНГО начинает работать в начале ϵ_3 . Если катагенез выше МК₃, то «нефтяная работа» заканчивается ранее окончания погружений.

Таблица 3

**Время действия очагов нефтегазообразования вендского возраста
в пределах Сибирской платформы**

Адрес точек расчета	Геологическое время действия ОНГО	
	для жидких УВ	для газообразных УВ
Р. Гремяка, Норильский р-н; Туруханно-Норильский плакантиклинорий (гряда)	$\epsilon_3 - D_1$	$\epsilon_3 - T$
Верх р. Курейки, Тунгусская синеклиза	$\epsilon_2 - D_1$	$\epsilon_2 - T$
Р. Соба, Катангская седловина	$\epsilon^2_1 - S_2; P_2 - T$	$\epsilon^2_1 - S_2; P_2 - T$
Р. Киренга, Прибайкальский палеопрогиб	$\epsilon^2_1 - S_1$	$\epsilon^2_1 - D_1$
Устье р. Пеледуй, Предпатомский палеопрогиб	$\epsilon^2_1 - S_1$	$\epsilon^2_1 - D_1$
Р. Эргеджей, та же структура	$\epsilon^2_1 - D_1$	$\epsilon^2_1 - D_1$
Устье р. Бирюк, Берёзовская впадина	$\epsilon^2_1 - D_1$	$\epsilon^2_1 - D_1$
Верх р. Мархи, Сюгджерская седловина	$\epsilon_2 - D_1$	$\epsilon_2 - D_1$

Почти во всех рассчитанных точках вендский ОНГО работал непрерывно – даже в случае незначительных перерывов, не сопровождавшихся подъемом и размывом, процессы генерации–эмиграции не прекращались. Только в пределах Катангской седловины действие было прерывистым: погружение закончилось к началу девона, после чего последовал размыв отложений силура и ордовика, а с началом перми вновь началось погружение (до конца T_1); при этом мощность вновь накопившихся осадков превышала таковую размываемых.

Сравнивая рифейские и вендские ОНГО, можно отметить следующее. Согласно расчетам суммарная продуктивность вендских ОНГО вдвое выше таковой в рифейских ОНГО; при этом площадь развития первых почти в 5 раз больше площади вторых, т.е. средняя «плотностная продуктивность» у рифея выше. Надо сказать, что продуктивность вендских ОНГО в пределах имеющейся информации рассчитывалась по максимуму, а продуктивность рифейских – не всегда; в Туруханском, Собинском, Майском ОНГО оценивались наиболее яркие НГМГ, к тому же информации о рифейских НГМГ намного меньше, нежели о вендских. Однако маловероятно, что по мере изученности потенциал рифея возрастёт очень существенно («в разы»), хотя приведенные в таблицах цифры его, безусловно, не исчерпывают. Следует указать, что изученные ОНГО рифея и венда – за исключением Юрубчено-Куюмбинского и Собинского – пространственно разобщены. В пределах же последних продуктивность рифея превышает таковую венда в 2 раза. Рифейских ОНГО в Непско-Ботуобинской антеклизе и прилегающей части Байкало-Виллюйского прогиба венд-палеозойского времени действия нет. Продуктивность ОНГО венда здесь составляет 312,6 млрд. т нефти и 101,1 трлн. m^3 газа (порядка 20% общей вендской продуктивности), что с лихвой обеспечивает нефтегазоносность этого региона.

Непосредственным свидетельством нефтегазообразования в том или ином ОНГО и/или НГМГ является соответствие характеристик углеводородов-биомаркеров залежей нефти и битумоидов НГМГ – предполагаемых источников. Подобные исследования в последнее время были выполнены во ВНИГНИ. Основой послужили 35 проб нефтей из рифейских и венд-нижнекембрийских залежей Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и Катангской седловины и образцы синбитумоидов из пород рифея Алдано-Майского прогиба и венда Дюданской и Эргеджейской скважин (Непско-Ботуобинская антеклиза и Байкало-Виллюйский прогиб).

Формальная типизация по комплексу основных параметров, отражающих распределение алканов и полициклических нафтенов, позволила с помощью кластерного анализа подразделить нефти на две группы. В группу I вошли нефти Байкитской антеклизы,

ряд нефтей Катангской седловины и некоторые нефти юго-западного склона Непско-Ботуобинской антеклизы. Остальные нефти Непско-Ботуобинской антеклизы образовали группу II. Наиболее чётко и контрастно нефти выделенных групп различаются по распределению *n*- и изоалкановых УВ. Нефти группы I отличаются от таковых группы II значительно меньшим содержанием ациклических изопреноидов и 12, 13-монометил алканов (относительно *n*-алканов). Кроме того нефти каждой из групп имеют специфический профиль распределения *n*-алканов, что фиксируется при сравнении хроматограмм (рис. 7).

Характерной чертой нефтей группы II является хорошо выраженное преобладание нечётных гомологов в диапазоне $n-C_{15}$ – $n-C_{20}$, чего не отмечается для нефтей группы I. По составу и распределению полициклических нафтенов систематических различий между нефтями групп I и II не зафиксировано.

Анализ состава биомаркеров битумоидов рифейских и вендских материнских пород показал те же различия между ними, что и между нефтями групп I и II. Рифейские битумоиды имеют те же алкановые характеристики, что и нефти группы I, а вендские битумоиды по распределению *n*- и изоалканов аналогичны нефтям группы II (см. рис. 7) [Дахнова и др., 2010]. Ранее по многочисленным образцам синбитумоидов рифея и венда из различных районов Сибирской платформы было установлено, что рифейские синбитумоиды содержат в среднем в 2 раза меньше изопреноидов по сравнению с синбитумоидами венда, а также имеют меньшие значения коэффициента нечётности *n*-алканов.

Сопоставление характеристик синбитумоидов и нефтей с большой долей вероятности позволяет утверждать, что нефти Непско-Ботуобинской антеклизы в подавляющем большинстве имеют вендский генезис, а нефти Байкитской антеклизы и Катангской седловины – в основном – рифейский. Такой вывод совпадает с размещением и продуктивностью очагов нефтегазообразования.

Итак суммарная продуктивность верхнепротерозойских ОНГО по жидким УВ 2246,2 млрд. т, по газообразным – 779,8 трлн. $нм^3$. Для сравнения приведем продуктивность кембрийских ОНГО: 966,2 млрд. т жидких УВ и 378,8 трлн. $нм^3$ газообразных УВ. И хотя последние величины могут оказаться заниженными (из-за возможного недоучёта развития куонамских фаций $Є_{1-2}$ в пределах Тунгусской синеклизы), тем не менее верхнепротерозойские ОНГО в домезозойском мегабассейне Сибирской платформы в любом случае являлись основными генераторами УВ, тем более, что в ОНГО рифея – как уже упоминалось выше – не все НГМГ учтены при подсчёте; к тому же не исключено выявление новых ОНГО этого возраста в северных районах Тунгусской синеклизы.

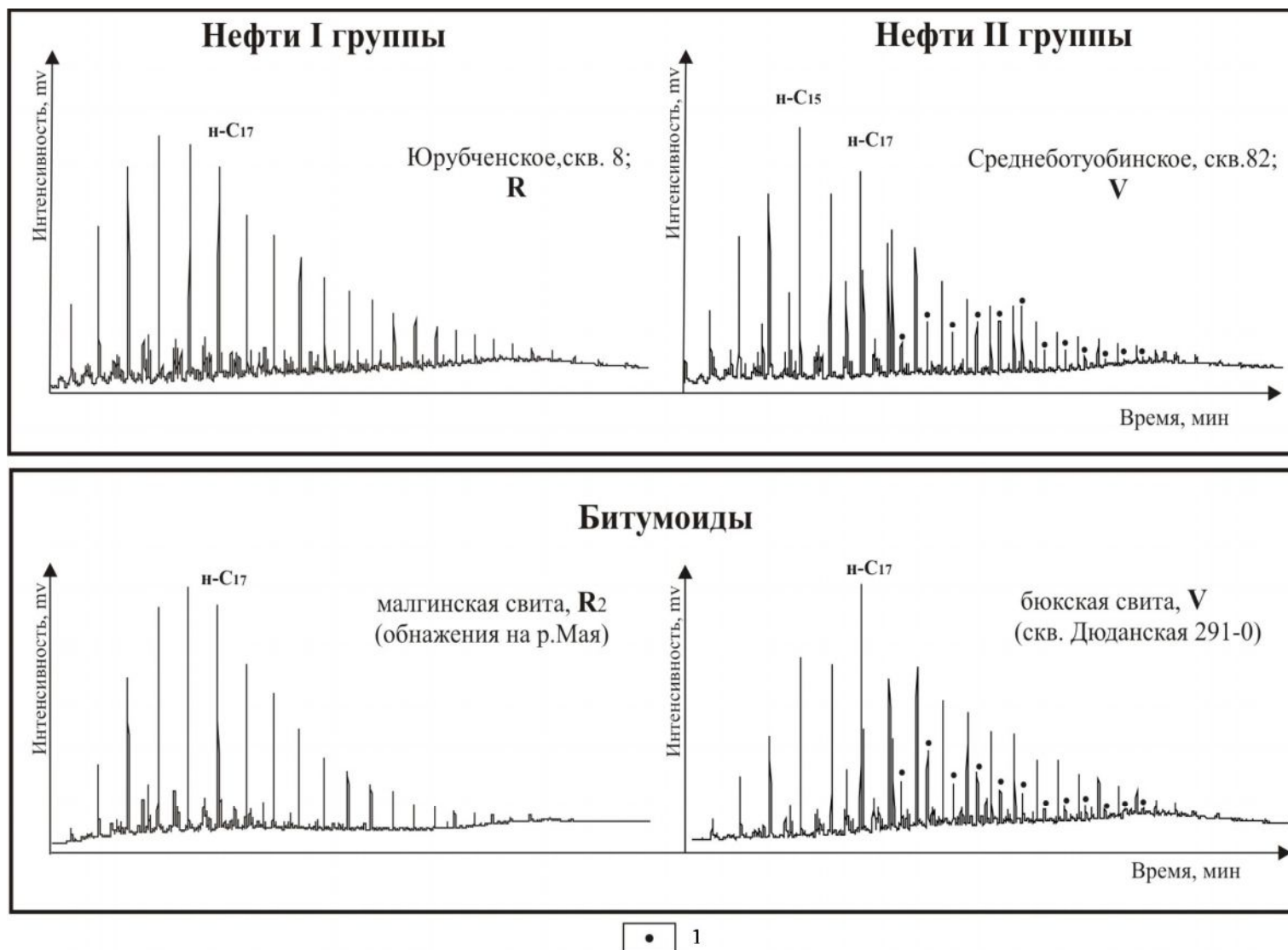


Рис. 7. Типичные хроматограммы нефтей и битумоидов рифейских и вендских отложений

1 – 12-, 13-монометилалканы.

Литература

Баженова Т.К., Левина Н.И. Геохимическая характеристика кембрийских и докембрийских отложений Тайгинской параметрической скважины (р. Подкаменная Тунгуска) // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1973. С. 42–46.

Баженова Т.К., Ипатов Ю.И., Шуменкова Ю.М. Этапы развития мегабассейна Сибирской платформы и онтогенетическая эволюция нафтидов // Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. - М.: Наука, 1983. - С. 132-137.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В., Мялкина Ю.А., Назарова Е.С., Нечитайло Г.Е. Роль рифейских и вендских нефтематеринских толщ как поставщиков углеводородов в зоны нефтенакпления на юге Сибирской платформы // Успехи органической геохимии. - Материалы конференции 11-15 октября 2010 г. - Новосибирск, 2010. - С. 129-132.

Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999. - Т.40. - № 11. - С. 1676-1692.

Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / Под ред. К.К. Макарова, Т.К. Баженовой. - Л.: Недра, 1981. - 211 с.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления / Под ред. Н.В. Мельникова. - Новосибирск, 2005. - 428 с.

Филицов Ю.А., Петрушина Ю.В., Богородская Л.И., Конторович А.А., Кринин В.А. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика, 1999. - Т.40. - № 9. - С. 1362-1374.

Рецензент: Петрова Вера Игоревна, доктор геолого-минералогических наук.

Bazhenova T.K.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Dakhnova M.V., Mozhegova S.V.

All-Russia research geological petroleum institute (VNIGNI), Moscow, Russia, dakhnova@vnigni.ru

**UPPER PROTEROZOIC FORMATIONS OF SIBERIAN PLATFORM –
MAIN SOURCE OF OIL AND GAS OF PRE-MESOZOIC MEGABASIN**

The history of the oil and gas genesis in the Riphean and Vendian complexes of Siberian platform was studied. Biomarkers were used to make the oils and syn-bitumens correlation with source rocks. Generally the oils of Nepa-Botuoba anteklise are genetically related to the Vendian source rocks, while the oils of Baikit anteklise and Katanga saddle are genetically related to the Riphean source rocks. The main source of oil and gas of the Pre-Mesozoic megabasin of Siberian platform are the Upper Proterozoic (Rifean and Vendian) source rocks.

Key words: oil and gas genesis, Riphean, Vendian, catagenetical «unconformity», hydrocarbons, biomarkers.

References

Baženova T.K., Levina N.I. Geohimičeskaâ karakteristika kembrijskih i dokembrijskih otloženij Tajginskoj parametričeskoj skvažiny (r. Podkamennaâ Tunguska) // *Novye dannye po geologii i neftegazonosnosti Sibirskoj platformy*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1973. S. 42–46.

Baženova T.K., Ipatov Ū.I., Šumenkova Ū.M. Ètapy razvitiâ megabassejna Sibirskoj platformy i ontogenetičeskaâ èvolúciâ naftidov // *Uspehi v razvitiu osadočno-migracionnoj teorii neftegazobrazovaniâ*. - M.: Nauka, 1983. - S. 132-137.

Dahnova M.V., Žeglova T.P., Možegova S.V., Mâlkina Ū.A., Nazarova E.S., Nečitajlo G.E. Rol' rifejskih i vendskih neftematerinskih tolš kak postavšikov uglevodorodov v zony neftenakopleniâ na ũge Sibirskoj platformy // *Uspehi organičeskoj geohimii*. - Materialy konferencii 11-15 oktâbrâ 2010 g. - Novosibirsk, 2010. - S. 129-132.

Kontorovič A.È., Bahturov S.F., Bašarin A.K. Raznovozrastnye oçagi naftidobrazovaniâ i naftidonakopleniâ na Severo-Aziatskom kratone // *Geologiâ i geofizika*, 1999. - T.40. - # 11. - S. 1676-1692.

Organičeskaâ geohimiâ paleozoâ i dopaleozoâ Sibirskoj platformy i prognoz neftegazonosnosti / Pod red. K.K. Makarova, T.K. Baženovoj. - L.: Nedra, 1981. - 211 s.

Stratigrafiâ neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Rifej i vend Sibirskoj platformy i èe skladčatogo obramleniâ / Pod red. N.V. Mel'nikova. - Novosibirsk, 2005. - 428 s.

Filipcov Ū.A., Petrušina Ū.V., Bogorodskaâ L.I., Kontorovič A.A., Krinin V.A. Ocenka katageneza i neftegazogeneracionnyh svojstv organičeskogo vešestva otloženij rifeâ i venda Bajkitskoj i Katangskoj neftegazonosnyh oblastej // *Geologiâ i geofizika*, 1999. - T.40. - # 9. - S. 1362-1374.