

УДК 552.578.061.3(571.51)

Баженова Т.К.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru**Казаис В.И.**ОАО «Таймыргеофизика», Дудинка, Россия, tmrgeo@mail.ru

ИСТОРИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (ИСТОРИКО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ И СТРУКТУРНО-ИСТОРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ)

Рассматривается история нефтегазообразования и нефтегазонакопления на северо-западе Сибирской платформы на фоне формирования структуры этого региона; проводится сравнительный анализ Туруханского и Игаро-Норильского районов; кратко рассматриваются структура северо-западной части Тунгусской синеклизы по результатам сейсмогравимагнитного моделирования и возможные перспективы её нефтегазоносности.

Ключевые слова: северо-запад Сибирской платформы, Тунгусская синеклиза, нефтегазообразование, масштабы эмиграции УВ, нефтидопроявления, очаг нефтегазообразования, плакантиклинорий.

Названный регион оказался в числе первых на Сибирской платформе (наряду с северным склоном Алданской антеклизы), где были встречены наиболее яркие и значительные нефтидопроявления (1930-е гг., Туруханский район). Тем не менее, в настоящее время именно северо-запад остаётся в числе слабо изученных регионов платформы в нефтегеологическом отношении и, соответственно, в числе наименее достоверно оценённых в отношении прогнозных ресурсов углеводородов (УВ). В данном случае под Северо-Западом нами понимается северо-западное обрамление Сибирской платформы и прилегающая часть Тунгусской синеклизы (район «Великих» Западно-Путуринских озёр от оз. Дюпкун на юге до оз. Лама на севере).

Представление о характере структуры северо-западного обрамления Сибирской платформы, элементы которой в современном срезе слагаются формациями от рифея до нижнего триаса включительно, сложились в начале 1960-х гг. С середины 1950-х по 1970-е гг. проводилось довольно интенсивное изучение данной территории – сначала в связи с государственной геологической съёмкой масштаба 1:200000, а позднее – в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности.

Структура северо-западного обрамления Сибирской платформы к северу от Енисейского кряжа с геоисторических, генетических позиций выделяется в качестве Нижнеенисейского авлакогена, а со структурно-морфологических – в качестве одноименного плакантиклинория [Баженова, Высоцкий, 1965]. В некоторых работах эта структура

именуется Турухано-Норильской грядой (в соответствии с классификацией структур ФГУП «ВНИГРИ» 1963 г.). Ее протяженность порядка 1000 км, ширина – 100-200 км. Южная ее часть – от устья р. Подкаменной Тунгуски до р. Бакланихи - практически не изучена в силу необнаженности Приенисейской полосы и почти полного отсутствия скважин.

Севернее – от р. Бакланихи до междуречья рек Курейки и Сухарихи – простирается наиболее обнаженная и, соответственно, наиболее изученная часть Нижнеенисейского плакантиклинория, географически именуемая Туруханским районом.

Северную часть плакантиклинория представляет Игаро-Норильский район; и хотя оба района принадлежат одной вышеупомянутой мегаструктуре, каждый из них обладает индивидуальной геосторической и структурно-морфологической спецификой, что предопределяет и свою специфику подхода к оценке нефтегазоносности каждого района. В связи с этим каждый из них рассматривается отдельно.

В Туруханском районе пробурено несколько десятков колонковых скважин и несколько глубоких, при этом открыты четыре якобы непромышленные (недоразведанные?) залежи нефти, газа и конденсата. Основные открытия относятся к 1970-м гг. Однако примерно в то же время (и чуть позже) более существенные притоки УВ в том же Красноярском крае были получены в пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины, приведшие к открытию крупных месторождений – Юрубчено-Тахомского, Куюмбинского, Собинско-Пайгинского. И тогда интерес к оценке структур западного обрамления значительно упал. В настоящий момент оживление интереса к этому району вызвано в значительной мере открытием крупных месторождений УВ (Ванкорского и др.) в мезозое восточной части Западно-Сибирской плиты. В случае открытия промышленных скоплений УВ в венде-палеозое правобережья Енисея предполагается возможное создание единого нефтегазодобывающего узла по обоим берегам Енисея [Старосельцев и др., 2009].

Восточную часть плакантиклинория в Туруханском районе представляет Курейско-Бакланихский мегавал, на востоке граничащий с Тунгусской синеклизой по так называемой Имангдинско-Летнинской флекуре; к этому мегавалу и приурочены открытые залежи УВ и подавляющая часть нефтидопроявлений в стратиграфическом диапазоне от рифея до девона. Западную часть плакантиклинория представляет Туруханский горст, образованный рифейскими структурами, на некоторых участках перекрытыми образованиями венда-палеозоя с различной степенью структурного несогласия. Западная часть горста (на левобережье Енисея) погребена под мезокайнозойскими отложениями Западно-Сибирской плиты.

Несмотря на то, что промышленные залежи УВ здесь пока так и не открыты, кроме непромышленных (полупромышленных) залежей УВ в районе известны залежи вязких и твердых битумов в зоне гипергенеза в отложениях рифея-венда-кембрия-силура, а также многочисленные нафтидопроявления меньшего размера. Непромышленные залежи УВ расположены цепочкой в южной части Курейско-Летнинского вала, южнее р. Нижняя Тунгуска с севера на юг.

Нижнелетнинская залежь. Одноименная антиклиналь имеет размеры 21x4,6 км и амплитуду 170 м. Здесь пробурены четыре глубоких скважины. В скв. НЛТ-1 (глубина 1250-1326 м) получен приток газа с конденсатом 22 тыс. м³/сут., в скв. НЛТ-2 (глубина 1455-1522 м) слабый приток газа и нефти 140 л/сут. Оба притока получены из доломитов верхней части платоновской свиты V₂-Є₁. Залежь считается газоконденсатной. Южнее, в междуречье р. Летней и р. Сухой Тунгуски расположена *Володинская газовая залежь*, отвечающая одноименной антиклинали. Здесь был получен приток газа 13 тыс. м³/сут. с глубины 1324-1329 м из тех же доломитов платоновской свиты V₂-Є₁. Еще южнее, вдоль меридионального отрезка р. Сухой Тунгуски располагаются последовательно *Сухотунгусская и Сигово-Подкаменная залежи*. Сухотунгусская залежь имеет размеры 15x6 км, амплитуда антиклинали 150 м, осложнена двумя куполами: Дьявольским (амплитуда 40 м) и Горным (амплитуда 90 м). На Дьявольском куполе пробурены четыре глубоких скважины, на Горном – две. На Дьявольском куполе в скв. Ст-1 с глубины 2490-2559 м был получен слабый приток нефти (до 200 л/сут.) из доломитов верхней части платоновской свиты V₂-Є₁ (примерно с той же глубины и с тем же дебитом в скв. Ст-3). На Горном куполе в скв. Ст-4 с глубины 2482 м из доломитов платоновской свиты ударил фонтан нефти с дебитом 35 т/сут. В этой же скв. Ст-4 были получены приток газа 500 м³/сут. и слабые притоки тяжелой нефти из верхней части вышелегающей костинской свиты Є₁₋₂ в интервале 770-870 м непосредственно из-под летнинского флюидоупора. Коллектор представлен трещинно-порово-кавернозными доломитами, экран – аргиллитами. На Сигово-Подкаменной антиклинали, имеющей размеры 17x3 км и амплитуду 200 м, было пробурено три глубоких скважины. Притоки легкой фильтрованной нефти и газа (до 54 тыс. м³/сут.) были получены из того же горизонта в кровле костинской свиты (Є₁₋₂; скв. Ст-7, Ст-9), а также небольшой приток нефти (1,25 л/сут.) из более глубоких горизонтов той же свиты. Все вышеописанные залежи недоразведаны. В пределах Сухотунгусской и Сигово-Подкаменной антиклиналей в доломитах S_{1w} содержатся крупные залежи асфальтовых битумов в зоне идио- и

криптогипергенеза; в оолитово-обломочных известняках усть-пелядкинской свиты E_3 отмечались обильные газопроявления.

Длительная и сложная история развития Сибирской платформы, преобладание восходящих движений на значительной ее части в течение мезозоя и кайнозоя, сопровождавшихся эрозией и денудацией с выведением на поверхность нижних горизонтов чехла в пределах крупных положительных структур, развитие дизъюнктивной тектоники и трещиноватости обусловили широкое распространение на Сибирской платформе продуктов гипергенного преобразования нефтей – от окисленных нефтей и малът до оксикеритов. Масштаб проявления этих продуктов в зоне гипергенеза различен – от пластовых залежей асфальтовых битумов, представляющих собой разрушенные и гипергенно измененные нефтяные залежи, до отдельных примазок по трещинам и включений в кавернах. Стратиграфический диапазон проявлений продуктов гипергенеза нефтей – рифей - триас. Все вышесказанное о Сибирской платформе в целом в равной мере относится и к характеризуемой территории.

Широкое развитие процессов базитового магматизма на Сибирской платформе привело к термально-метаморфическому разрушению некоторой части нефтяных скоплений того или иного масштаба, образовавшихся в доинтрузивный этап в определенных зонах: продукты этого преобразования нефти встречаются в виде битумов группы нафтидо-нафтоидов – антраксолитов и реже керитов. Встречаемость нафтидо-нафтоидов много меньше, нежели продуктов гипергенеза нефтей, хотя масштаб их проявления бывает значителен – до пластовых залежей. Пока они изучены в основном на северо-западе платформы, т.е. именно в пределах описываемого региона. Вместе с тем, наряду с нефтями и продуктами их гипергенного и термально-метаморфического изменения широко развиты представители первично-миграционных битумов как в рассеянной форме, так и в форме небольших концентраций в трещинах и пористых участках пород, в конкрециях и т.п. В зоне гипергенеза они дают тот же классификационный спектр – от окисленных нефтей до оксикеритов.

Присутствие подобных битумов обнаруживается, как правило, внутри нефтематеринских свит либо вблизи последних. Развитие их носит региональный характер и обычно не подчиняется структурам, представляющим отдельные ловушки. Эти битумы следует рассматривать как фиксированные следы на пути нефтематеринская порода – залежь. При соответствующем термальном воздействии первично-миграционные битумы также превращаются в кериты и антраксолиты.

Если нефтегазообразование и нефтегазонакопление в сумме представляют собой восходящую (конструктивную) ветвь иерархогенеза в онтогении УВ, то разрушение их залежей гипергенными и магматическими (субмагматическими) процессами с образованием вязких и твердых битумов отвечает нисходящей (деструктивной) ветви иерархогенеза. На рис. 1 показаны восходящая ветвь иерархогенеза, нисходящая его ветвь и так называемая прерванная ветвь конструктивного иерархогенеза, которую представляют вышеупомянутые первично-миграционные битумы, являющиеся потерями аккумуляции УВ, в отличие от потерь консервации, представленных деструктивной линией иерархогенеза в онтогении УВ.

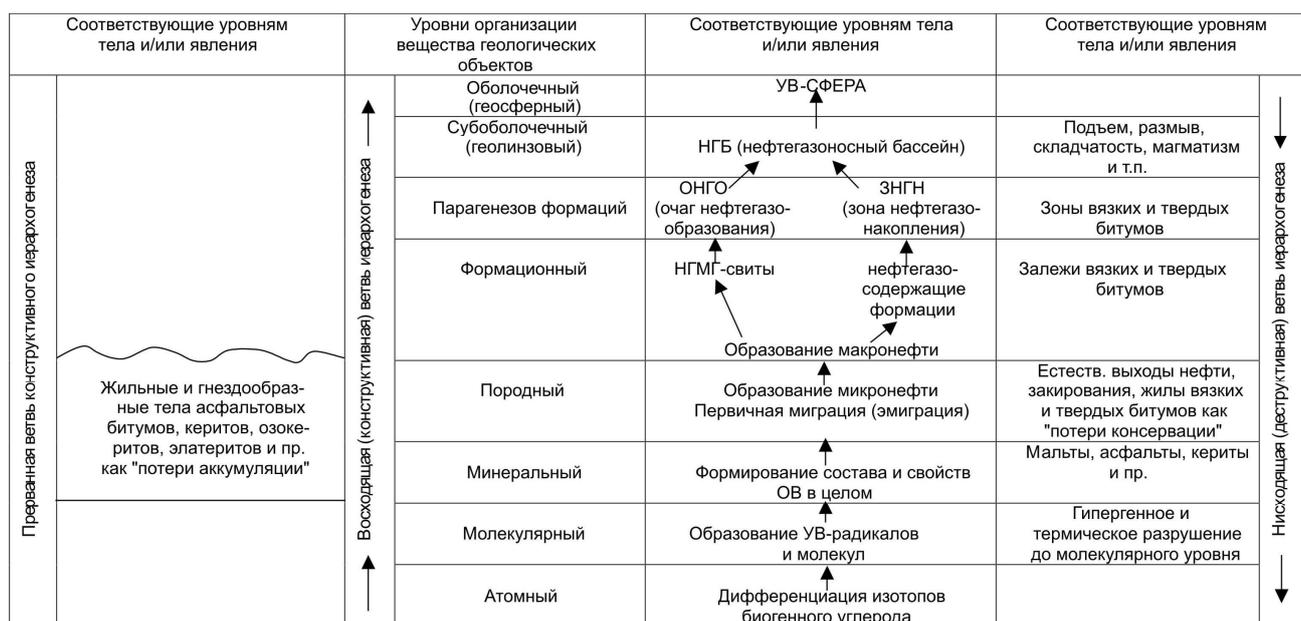


Рис. 1. Иерархический принцип онтогении углеводородов и их скоплений

Поверхностные нафтидопроявления издавна оценивались как прямые признаки нефтегазоносности недр. В то же время чрезмерно большие скопления нафтидов в зоне гипергенеза справедливо толкуются как показатели разубоживания недр, хотя вместе с тем они могут явиться объектом промышленного освоения. Несомненно одно – региональное развитие нафтидопроявлений в зоне гипергенеза свидетельствует о весьма масштабных процессах генерации, миграции и аккумуляции УВ, но в то же время говорит и о «пониженных» консервационных свойствах и характеристиках разреза. К оценке нафтидопроявлений в зоне гипергенеза в качестве конкретного поискового признака следует относиться с осторожностью [Баженова, 2004].

Таким образом, масштабы накопления УВ были здесь весьма значительны, а проблема промышленной оценки – это проблема степени сохранности залежей. В то же время встает вопрос об источнике УВ – нефтегазоматеринских горизонтах (НГМГ). Дело в том, что в отложениях венда-кембрия, вмещающих основные залежи, высокопродуктивных НГМГ нет

ни в пределах самого района, ни в ближайших его окрестностях, за исключением незначительного обогащения ОБ платоновской свиты V_2-C_1 к северу от р. Нижняя Тунгуска (север Голоярской антиклинали) и, возможно, на западном борту Тунгусской синеклизы. Как будет показано ниже, высокообогащенные ОБ формации нижнего-среднего кембрия появляются лишь в Игарском районе, т.е. значительно севернее; еще севернее в Норильском районе появляются и обогащенные ОБ формации венда. В Туруханском районе известны граптолитовые сланцы нижнего силура с высокой концентрацией ОБ в породах; внутри этой граптолитовой формации имеют место сингенетичные ей нефтидопроявления, однако катагенез ОБ в граптолитовых сланцах здесь не очень высок – не выше MK_2^1 , мощность формации 15–20 м, далеко на восток в Тунгусскую синеклизу она не простирается и, естественно, не могла обеспечить нефтенасыщение подстилающих отложений. В рифейском разрезе района главной обогащенной ОБ формацией является нижнетунгусская свита верхнего рифея, мощность ее 600–700 м; сложена она темноцветными известняками и доломитами, в той или иной мере глинистыми, и мергелями. При катагенезе ОБ в диапазоне от MK_3 до AK_1 концентрация $C_{нк}$ в породах свиты от первых десятых долей % до 3,5%, в среднем на формацию 0,4–0,7%. Однако нижнетунгусская свита (R_{3nt}) могла быть источником для нефтегазонакопления в венде-палеозое только в том случае, если генерация УВ в ней могла происходить в пострифейское время. Индикатором этого процесса является отсутствие катагенетического несогласия на границе рифей/венд. Для выяснения данного обстоятельства и была предпринята попытка анализа истории формирования структуры Нижнеенисейского плакантиклинория в Туруханском районе, представленная на рис. 2 в виде четырех палеопрофилей – от конца рифейской седиментации до конца формирования современной структуры района в конце триаса. Нижнетунгусская свита показана на профилях черным цветом.

После окончания рифейской седиментации в пределах заложившегося авлакогена к началу позднего венда произошла частичная инверсия с образованием коробчатой антиклинали в восточном блоке Туруханского горста. В пределах этой антиклинали и восточной террасы (на месте будущего Курейско-Летнинского вала – северной части Курейско-Бакланихского мегавала) на поверхности оказались нижнетунгусская и перекрывающая ее шорихинская свита ($R_{3šr}$); в небольшой синклинали между ними – мироедихинская свита (R_{3mr}); в западном блоке горста сохранился весь известный в районе разрез рифея (профиль II). Эта возникшая здесь к позднему венду небольшая синклиналиная структура в направлении на север и на юг сменяется антиклиналями, где ныне можно

наблюдать несогласное налегание венда на шорихинскую свиту R_3 . Максимальный размыв над нижнетунгусской свитой составил не более 1,5 км. Катагенез ОБ в ней к концу рифея был не выше $МК_1$.

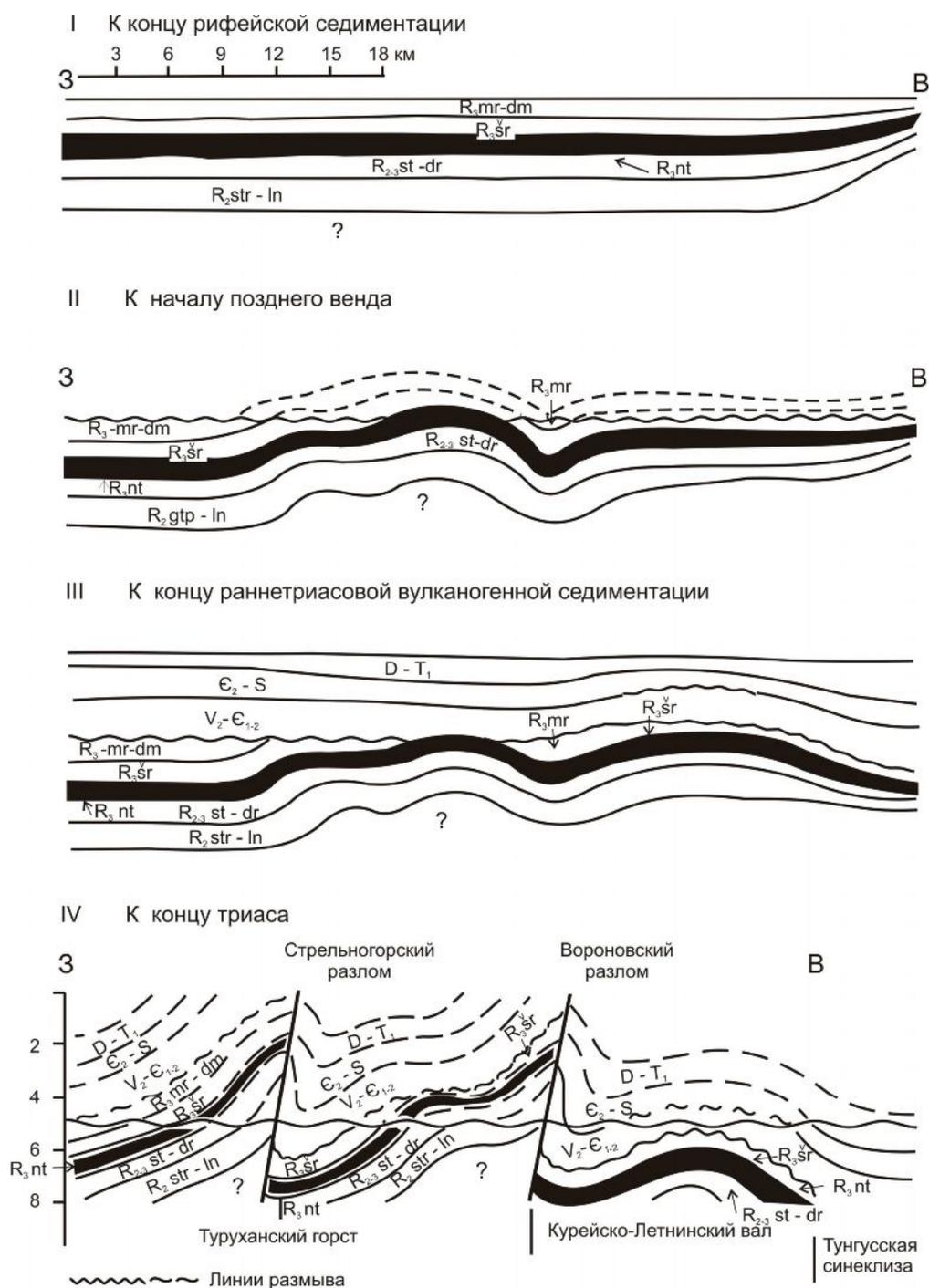


Рис. 2. Палеопроефили через Нижнеенисейский плакантиклинорий (на широте п. Туруханск)

С позднего венда и до конца раннего триаса в районе происходило почти непрерывное осадконакопление, сначала морское терригенно-карбонатное – в венде-среднем палеозое, затем континентальное терригенно-угленосное – в позднем палеозое и, наконец,

вулканогенное – в раннем триасе. Всего накопилось 3-3,2 км осадков. Катагенез ОБ в основании верхнего венда был зафиксирован на уровне $МК_2^2$ - $МК_3$. На этом длительном этапе в самом восточном блоке в эмерсивные фазы (в начале майского века $Є_2$, в среднем-позднем ордовике, возможно, на границе раннего и среднего девона и в среднем карбоне) начинают формироваться структуры Курейско-Летнинского вала (профиль III). Анализ истории формирования структуры района позволяет утверждать, что, во-первых, катагенетическое несогласие между рифеем и вендом в районе отсутствует (размылось 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), а это значит, что нижнетунгусская свита R_3 была источником УВ для отложений венда-палеозоя. (Как это ни парадоксально, катагенетическое несогласие между толщами может отсутствовать даже при наличии резкого структурного несогласия между ними, ибо всё дело в соотношении произведений мощности размытых отложений на ранний термоградиент и мощности вновь накопившихся отложений на поздний, «свой» максимальный термоградиент.)

В это время уже начали формироваться структуры, т.е. ловушки, в которых эти УВ могли аккумулироваться. Предполагаемая площадь нижнетунгусского очага нефтегазообразования (ОНГО) порядка 50 тыс. км², суммарные масштабы эмиграции УВ: 130 млрд. т нефти и 45 трлн. м³ газа; время действия ОНГО $Є_2$ - T_1 . Площадь ОНГО учитывалась не только для собственно Туруханского района – от р. Курейки до р. Бакланихи, но и для южной, неизученной части плакантиклинория, где наличие нижнетунгусской свиты весьма вероятно, ибо она является и стратиграфическим, и фаціальным аналогом шунтарской свиты Енисейского кряжа. Положение рифейского ОНГО показано на рис. 3 и 4.

В последнее время появились данные о наличии кембрийского ОНГО в южной части сочленения северо-западного обрамления Сибирской платформы с Тунгусской синеклизой. В Нижнеимбакской скв. 210, пробуренной в южной части Фатьянихского выступающего угла Сибирской платформы на р. Нижний Имбак, в интервале 2314-2326 м среди белоцветной соленосно-карбонатной толщи $Є_{1-2}$ на границе тойонского яруса $Є_1$ и амгинского яруса $Є_2$ вскрыта пачка чёрных мергелей и аргиллитов куонамского облика с концентрацией $C_{нк}$ - 2,7÷10,0%. Под воздействием интрузии долеритов ОБ этих пород доведено до подстадии АК [Шиганова и др., 2010].

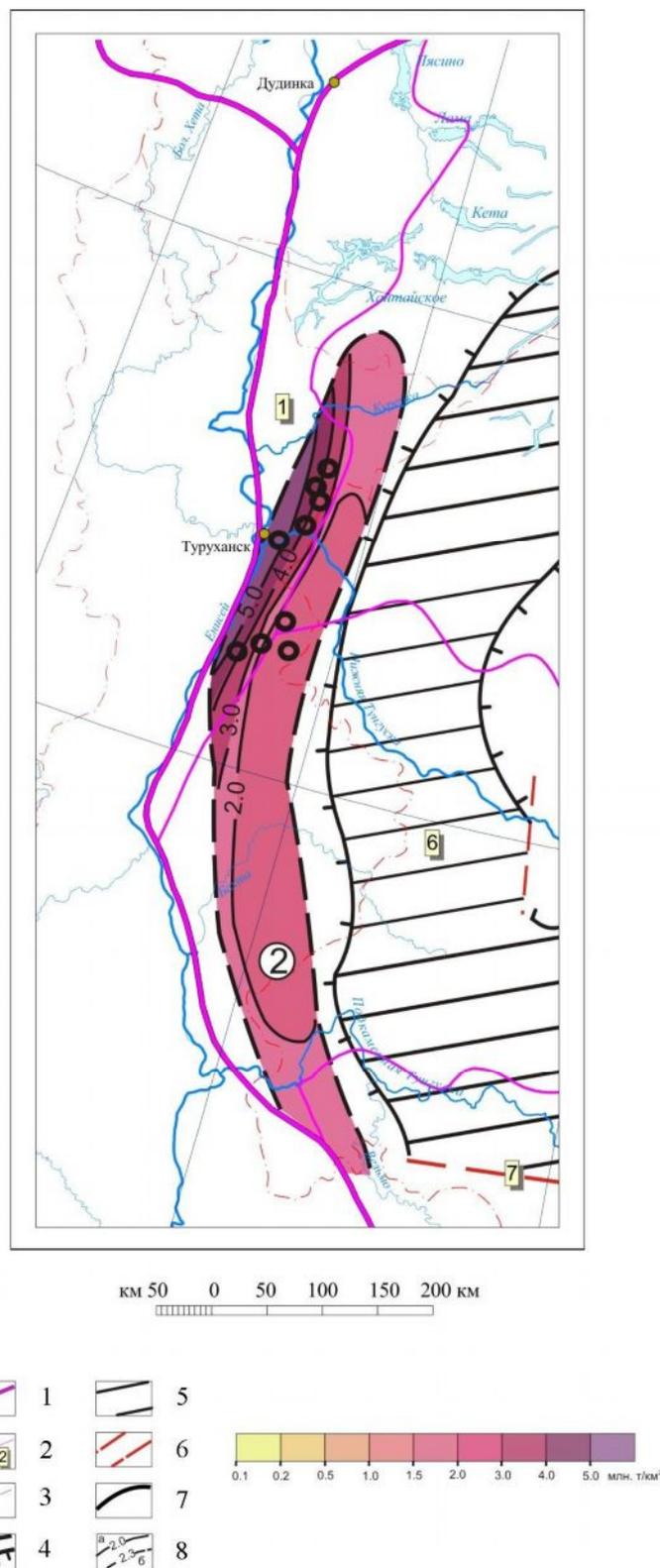


Рис. 3. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ из рифейского очага нефтеобразования северо-запада Сибирской платформы

1-4 – границы: 1 – нефтегазоносных провинций (I – Лено-Тунгусская, II – Хатангско-Виллюйская), 2 – нефтегазоносных областей; 3 – административные; 4 – распространения рифейских отложений (а – установленные, б - предполагаемые); 5 – области отсутствия рифейских отложений; 6 – дизъюнктивные нарушения; 7 – границы очагов нефтегазообразования; 8 – линии равных плотностей эмиграции жидких УВ (млн. т/км²) (а – основных, б - дополнительных).

Региональный катагенез ОБ, судя по глубинам погружения, был, вероятно, не выше $МК_2^1$ (может быть, $МК_1$). Если принять среднюю концентрацию $C_{нк}$ в этой пачке за 5% при мощности порядка 15 м, то плотности эмиграции УВ для неё при катагенезе $МК_1$ составят: для жидких УВ – 156 тыс. т/км²; газообразных УВ – 109 млн. нм³/км²; при катагенезе $МК_2^1$ – 518 тыс. т/км²; газообразных УВ – 240 млн. нм³/км². Этот ОНГО продолжается на восток в бассейн р. Бахты, где на том же стратиграфическом уровне вскрыта пачка тёмноцветных глинисто-карбонатных пород мощностью 45 м [Мельников и др., 1991]. Возможно, с этим ОНГО связаны притоки УВ в скважинах Сурингдаконского района.

В постратриасовое время произошла полная инверсия структур Туруханского района с образованием гребневидных антиклиналей и окончательным оформлением структур Курейско-Бакланихского мегавала (см. рис. 2, профиль IV), после чего началось переформирование и разрушение уже сформировавшихся ранее залежей. Таким образом, еще раз подчеркнем, что проблема нефтегазоносности Туруханского района – это проблема сохранности залежей.

Начиная от северной части Туруханского района и далее к северу – в **Игарском районе** – меридиональная структура Нижнеенисейского плакантиклинория описывает выпуклую на запад дугу, обусловленную так называемым Люмским выступающим углом Тунгусской синеклизы. Западная часть структуры здесь представлена Игарским горстом, сложенным формациями рифея, перекрытыми отложениями венда-кембрия. Обнажённость рифея крайне слабая, посему стратификация его разреза и корреляция с классическим Туруханским разрезом неоднозначны и спорны; не ясна и его структура. Восточная часть представляет собой суженное продолжение Курейско-Бакланихского мегавала (Ниндэксую антиклиналь и сопровождающую её мульду Сухарихинских озёр), которое при повороте структуры на северо-восток трансформируется в восточное крыло шовной структуры – Куюмбинско-Горбиячинского вала.

Основные структуры самой северной, **Норильской части** плакантиклинория – Хантайско-Рыбнинский мегавал на востоке и Норильско-Хараелахский прогиб на западе (в старом понимании этого названия, охватывающего все отрицательные структуры северной, Норильской части Нижнеенисейского плакантиклинория). Современной восточной границей Хантайско-Рыбнинского мегавала (с Тунгусской синеклизой) является всё та же Имангдинско-Летнинская флексура; ядро структур вала сложено породами от верхнего кембрия (Хантайская антиклиналь) до верхнего венда (Рыбнинская антиклиналь), крылья – породами кембрия-ордовика-силура-девона. Норильско-Хараелахский прогиб является

наложенной структурой позднепалеозойско-раннетриасового возраста. Верхний палеозой – терригенная угленосная формация; нижний триас – вулканогенная, существенно эффузивная формация. Прогиб наложен на различные структуры предпозднепалеозойского и позднепалеозойского заложения – поздний палеозой на бортах прогиба залегает на различных горизонтах – от верхнего кембрия до нижнего карбона, а мощность позднего палеозоя варьирует от первых десятков до первых сотен метров. В постраниетриасовое время погребённые структуры большей частью были возрождены.

В последние годы была разработана новая структурно-тектоническая схема северо-западных территорий Сибирской платформы, включающих северную, Норильскую часть Нижнеенисейского плакантиклинория (от бассейна р. Хантайки на юге), северную часть Тунгусской синеклизы (к северу от широты $67^{\circ}30'$), а также прилегающую с севера юго-западную часть Енисей-Хатангского прогиба [Казаис, 2006, 2010]. Работа была выполнена в ОАО «Таймыргеофизика» в рамках программы «Большая Карта» на основе инновационного методико-технологического комплекса СГММ (Сейсмогравимагнитное моделирование) с опорой на независимые эталонные материалы МОГТ (до 1980 гг. МОВ). Новая нестандартная технология интерпретации позволяет на строгом количественном уровне значительно ослабить крайне негативное влияние траппового (базитового) магматизма на данные гравиразведки и сейсморазведки, обеспечивая тем самым уверенное обнаружение и непрерывное картирование по площади, прежде всего, крупных, перспективных в нефтегазоносном отношении структур. Методика СГММ изложена в вышеуказанных и других публикациях одного из авторов [Казаис, 1988, 2006, 2010]. В результате проведения СГММ структурная картина однородного с поверхности триасового базальтового поля получилась глубоко дифференцированной. Здесь выделяются положительные и отрицательные структуры разных порядков; картируемый горизонт залегает в основании осадочного чехла ($R_1? R_2?$), абсолютные отметки его на положительных структурах (-6,5) ÷ (-8) км, в пределах отрицательных – (-12)÷(-13,5) км; таким образом амплитуды крупных поднятий по нижним горизонтам чехла (по фундаменту?) составляют порядка 3–5 км. При всей мозаичности структурной картины общее простирание крупных структур в пределах базальтового поля субширотное. Следует напомнить, что сейсмические исследования охватывают только западную, плакантиклинорную часть территории (не считая Енисей-Хатангского прогиба), тогда как территория лавового поля (северной части Тунгусской синеклизы) – за редким исключением (оз. Дюпкун) – сейсмическому профилированию не подвергалась. Кратко рассмотрим структуры плакантиклинорной части (собственно

Норильского района) и западной части лавового поля (район «Великих» Западно-Путоранских озёр – Дюпкун, Хантайское, Кутарамакан, Кета, Някшингда, Собачье, Глубокое, Лама) – от р. Енисей на западе до 93° в.д. на востоке (рис. 5).

По полученным материалам СГММ сформирована современная тектоническая модель Норильского района, кардинально отличающаяся от существовавших ранее воззрений. В наиболее общем виде она отвечает области сопряжения двух крупнейших (надпорядковых) ортогонально ориентированных друг к другу тектонических элементов: Турухано-Норильского плакантиклинория (мегагряды) меридианального - субмеридианального простирания и впервые выделенной по результатам СГММ Норильской седловины широтного- субширотного простирания. Работами последних лет (частично сейсморазведкой МОГТ, но главным образом сейсмогравимагнитным моделированием) существенно уточнен структурный план западной, плакантиклинорной части Норильского района. Так, Норильско-Харелахский прогиб по глубоким горизонтам не представляет собой единой структуры; его западная часть выделяется в качестве Норильско-Вологочанского мегапрогиба северо-северо-западного простирания (рис. 5Е), южную часть которого представляет Норильская впадина с отметкой в тальвеге (-11) км, а северную – Вологочанская впадина, наиболее глубокая среди прочих с отметками (-14)÷(-15) км (рис. 5). Северо-восточную часть бывшего Норильско-Харелахского прогиба представляет Харелахско-Иконский прогиб, являющийся северо-западным окончанием Богатырского (Пясинско-Маймечинского) мегапрогиба, простирающегося через всю северную часть Тунгусской синеклизы (рис. 5Ж). Хантайско-Рыбнинский вал получил «статус» мегавала (рис. 5Г), к нему с севера прибавилось Западно-Микчангдинское куполовидное поднятие (рис. 5 ЛП), а также в него включён Южно-Пясинский структурный мыс (Южно-Пясинская антиклиналь по силурийским отложениям). Вдоль Енисея располагается Дудинская гряда (рис. 5Д), большая часть которой находится на левобережье Енисея под мезо-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской плиты. В осевых частях структур гряды под отложения мезо-кайнозоя подступают рифейские отложения; в Игарском районе они выходят на поверхность.

Центральным связующим звеном новой тектонической модели региона (его недоставало в прошлом) служит Норильская седловина, охватывающая по ареалу развития нефтегазоперспективных рифейско-палеозойских отложений свыше 300 тыс. км² и вмещающая в себе как надпорядковом геологическом теле более 3 млн. км³ осадочных пород. На рис. 5 дана выкопировка из сводной структурно-тектонической карты, в которую вошла только самая крайняя западная часть Норильской седловины. Выделение Норильской

седловины опровергает сложившиеся негативные представления (задержавшие нефтегазопоисковые работы на палеозой) об отсутствии на северном борту Тунгусской (Курейской) синеклизы сколько-нибудь значительных антиклинальных объектов. Как видим, на основе высоких технологий СГММ именно здесь удалось обнаружить и надёжно закартировать большое число ранее неизвестных положительных структур разного порядка от мегавалов и гряд до локальных поднятий (ловушек УВ), общая перспективная площадь которых превышает 140 тыс. км².

На крайнем севере плакантиклинорной части выделяется Северо-Норильский мегавал (рис. 5А₁) в составе двух валов – Северо-Пясинского и Самоедского. Эти структуры с поверхности перекрыты четвертичными и меловыми отложениями. В приповерхностной геологии они проявлены вскрытием отложений девона и верхнего силура под рыхлыми образованиями в колонковых скважинах на северной границе Хараелахской впадины. Названный мегавал включён в состав Северо-Норильской гряды; его восточным продолжением является Северо-Путоранский мегавал. В пределах Тунгусской синеклизы выделяются также Центрально-Норильская (Кутарамаканская, рис. 5Б) и Южно-Норильская (Снежногорская, рис. 5В) гряды и разделяющие их мегапрогибы – Богатырский (рис. 5Ж) и Большеозёрский (рис. 5З). Поскольку в пределах синеклизной части описываемого района не пробурено ни одной глубокой скважины, а сейсморазведка проведена лишь на отдельных её участках, обсуждаемая структурно-тектоническая схема является на сегодняшний день по сути единственным источником достоверной информации о крупных положительных структурах, представляющих несомненный интерес с позиций нефтегазоносности.

В антиклинорной части Норильского района пробурено множество колонковых скважин, в основном с рудопоисковыми и рудоразведочными целями, а также три глубоких параметрических скважины. Рифейские отложения вскрыты лишь скв. 1 Гремякинской в ядре Рыбнинской антиклинали.

Рифейскую историю Игаро-Норильского района восстановить сложно, однако, вероятно, она не существенно отличается от таковой Туруханского района. Наблюдаемым отличием в составе формаций является наличие в Игарском районе вулканогенной спилитовой толщи. Судя по всему, предвендская инверсия в Игаро-Норильском районе имела большую амплитуду по сравнению с таковой в Туруханском районе: в Гремякинской скв.1 венд залегает на нижних горизонтах рифея, да и в Игарском районе рифей также, в основном, представлен наиболее древними свитами.



Рис. 5. Структурно-тектоническая карта северо-западной части Сибирской платформы

1-4 - профили МОГТ: 1 – нефтегазопоисковые, 2 – рудопоисковые, 3 – опорные, 4 – нового этапа (на 01.01.2009 г.); 5-6 – скважины: 5 – глубокие, 6 – колонковые; 7-8 - изогипсы горизонта в основании осадочного чехла, в км: 7 – основные, 8 – дополнительные; 9 - области (участки) выхода кристаллического фундамента на уровень картируемого горизонта (Игарский выступ: ИВ-1 – ИВ-4); 10-11 - тектонические нарушения: 10 – установленные, 11 – предполагаемые; 12-18 - границы структур: 12 – геоструктур, 13 – надпорядковых, 14-16 - I порядка и ассоциаций структур (14 – положительных, 15 – отрицательных, 16 – обоих знаков), 17-18 – II порядка (17 – положительных, 18 – отрицательных). Структуры I порядка и ассоциации структур: А – Северо-Норильская гряда, А₁ – Северо-Норильский мегавал, А₂ – Северо-Путоранский мегавал, Б – Центрально-Норильская (Кутарамаканская) гряда, Б₁ – Кутарамаканский мегавал, В – Южно-Норильская (Снежногорская) гряда, В₁ – Снежногорский мегавал, Г – Хантайско-Рыбнинский мегавал, Д – Дудинская гряда, Д₁ – Дудинский мегавал, Е – Норильско-Вологодчанский мегапрогиб, Ж – Богатырский (Пясино-Маймечинский) прогиб, З – Большеозерский мегапрогиб. Структуры II порядка: I – Дудинский вал, II – Северо-Пясинский вал, III – Самоедский вал (Самоедский крупный вал), IV – Пастагинский вал, VI – Кураанахский вал, VII – Кутарамаканский вал, VIII – Нералахский с.м., XIII – Снежногорский вал, XIV – Дюкунский вал, XVII – Хантайский вал, XVIII – Рыбнинский вал, XIX – Южно-Пясинский с.м., XXI – Норильская впадина, XXII – Хараелахско-Иконский прогиб, XXIII – Богатырский прогиб, XXVI – Гулямская впадина, XXVIII – Хантайский с.м., XXIX – Большеозерский (Кета-Хантайский) прогиб, XXX – Первая Гагарынская впадина, XXXIII – Северо-Анамский с.з., XLI – Горбиачинский прогиб, XLV – Вологодчанская впадина, LII – Западно-Микчангинское к.п.

Что касается восточной, «синеклизной» части района, то, судя по мощностям осадочного разреза, по существу отражённым на структурно-тектонической карте (см. рис. 5), отложения рифея безусловно здесь имеют место. Более того, перепады глубин картируемого горизонта в основании осадочного чехла между положительными и отрицательными структурами I порядка (см. рис. 5) скорее всего в значительной мере обусловлены предвендской инверсией и заложением этих структур.

Венд-палеозойская (и триасовая) история Норильского района представлена на рис. 6 в виде схематических палеопрофилей, отражающих принципиальную историю формирования структуры. (Для удобства чтения палеопрофили несколько упрощены: на них отсутствуют дизъюнктивные нарушения и базитовые интрузии.)

Как показано на схематических палеопрофилях, структурообразующая история венд-палеозойского этапа в Норильском районе по существу начинается с конца раннего карбона. В отличие от Туруханского района, эмерсивные фазы седиментационных циклов III порядка (в 45 млн. лет) здесь если и проявлены, то только в составе формаций (и то не всегда), но не в перерывах и размывах.

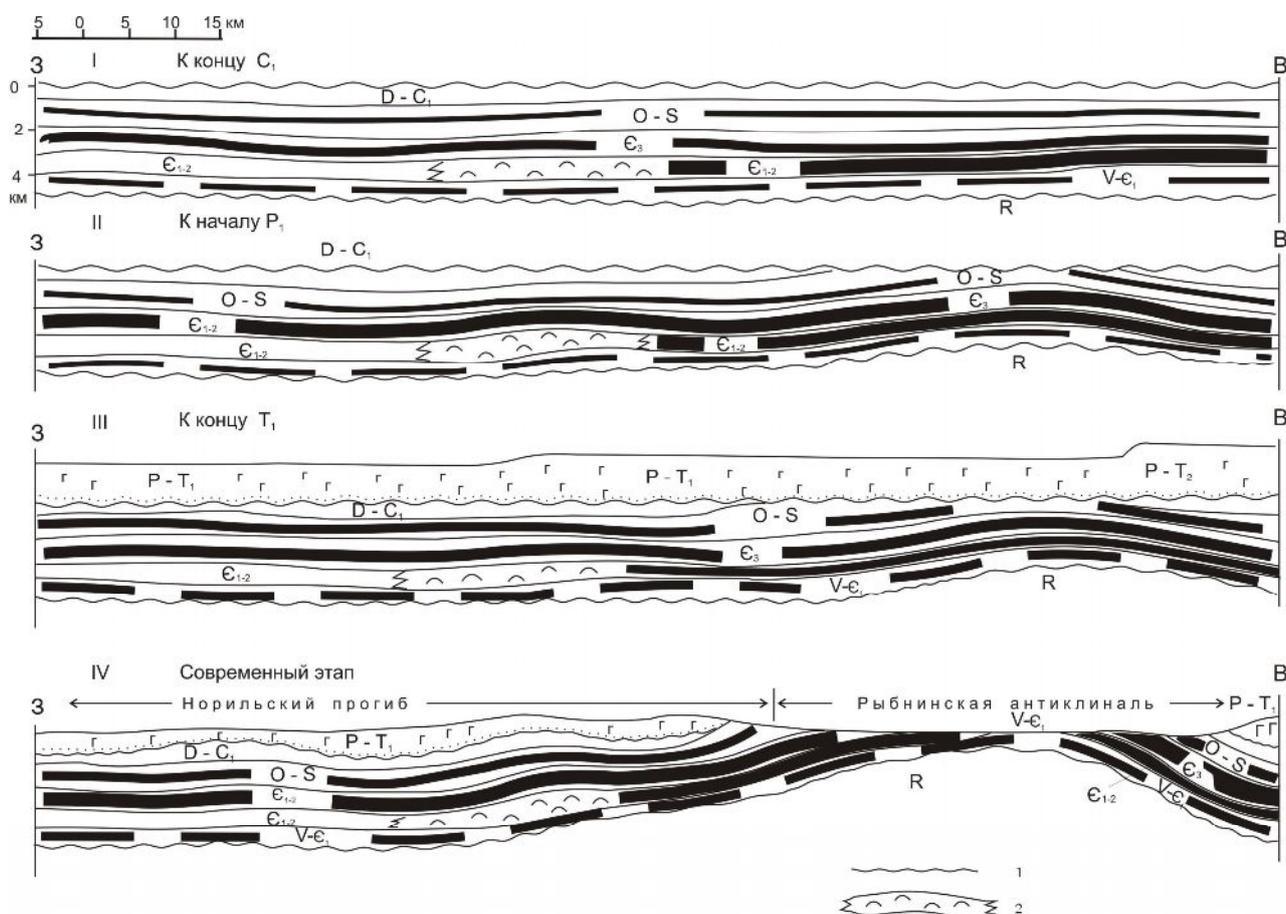


Рис. 6. Схематические палеопрофили через Нижнеенисейские плакантиклинорий (на широте г. Норильска)

1 – линия размыва; 2 – риф.

В Норильском и Игарском районах зафиксирован наиболее полный разрез венда – среднего палеозоя (V_1-C_1) среди всех разрезов Сибирской платформы в целом. Нет стратиграфических несогласий ни на границе амгинского и майского ярусов ϵ_2 , ни между нижним и средним ордовиком; скрытое несогласие фиксируется на границе ордовика и силура выпадением из разреза отложений S_1l^1 ; даже разрезы нижнего – среднего девона здесь представлены наиболее полно, а подобных разрезов на всех континентах очень немного. Формирование структур здесь началось в раннем карбоне (в визейском веке) и продолжалось, вероятно, до поздней перми. В раннем триасе все структуры были перекрыты эффузивами, а в конце триаса и посттриасе сформировавшиеся ранее структуры – как уже говорилось ранее – возрождены.

Пока у нас нет оснований полагать, что венд–палеозойская история в пределах прилегающей с востока части Тунгусской синеклизы существенно отличалась от вышеописанной. Единственно, что можно сказать, что посттриасовое возрождение структур здесь проявилось неотчётливо. В раннем–среднем палеозое, возможно, существовали структуры облекания рифея, однако при отсутствии глубоких скважин и сейсмопрофилей достоверно об этом судить невозможно.

В отличие от Туруханского района, Игаро-Норильский район не изобилует нефтидопроявлениями. Нефтепроявления, в основном незначительные, в виде окисленной нефти и мальты были встречены в диапазоне отложений от силура до триаса, в колонковых скважинах и реже в обнажениях. В ряде скважин были получены незначительные притоки газа. Наиболее яркие нефтепроявления были встречены в скважинах Болгохтохской площади (D-T) и на Талнахском руднике (D_3).

В базальтовом поле Тунгусской синеклизы известны многочисленные нефтидопроявления за пределами описываемой территории. В пределах последней встречены незначительные проявления в виде насыщения битумом кварцкальцитовых жил – в районе оз. Собачьего, оз. Глубокого и западной части оз. Дюпкун. В восточной части оз. Дюпкун (за пределами территории) наблюдались более яркие нефтидопроявления в виде насыщения нефтью – мальтой отдельных участков миндалекаменных базальтов. Надо сказать, что остальная часть описываемой территории лавового поля специально в отношении нефтидопроявлений не опоскована.

На палеопрофилях (см. рис. 6) чёрным цветом показаны основные НГМГ Норильского района, представляющие ОНГО. Их характеристики представлены в табл. 1.

Кроме основных НГМГ, представленных в таблице, в Игаро-Норильском районе НГМГ имеют место также в среднем-верхнем ордовике, верхнем силуре, в среднем и верхнем девоне. Продуктивность ОНГО с большой долей вероятности распространяется также и на прилегающие районы синеклизы, что и отражено в табл. 1 размерами их площади.

Таблица 1

Характеристика основных ОНГО Игаро-Норильского района

Возраст НГМГ	$\bar{x} C_{нк}, \%$	Градации катагенеза ОВ	Мощность, м	Площадь развития, тыс. км ²	Масштабы эмиграции УВ		Отношение нефть/газ
					нефть, млрд. т	газ, трлн. нм ³	
V ₂ -Є ₁	0,3-0,4	МК ₅ -АК ₂	250-300	130	160	65	2,46
Є ₁₋₂	0,6-0,7	МК ₄ -АК ₁	200-300	100	390	140	2,78
Є ₃	0,3-0,5	МК ₃ -АК ₁	300-400	70	50	20	2,50
S ₁ I ²	1,5-2,5	МК ₂ ² -МК ₅	80-100	70	70	35	2,00
Итого:	-	-	-	-	670	260	2,57

Очаги нефте- и газообразования венда и нижнего-среднего кембрия показаны на рис. 7-10. Нефтеобразование, сопровождаемое эмиграцией УВ, при сапропелевом типе ОВ начинается при переходе ОВ НГМГ от подстадии протокатагенеза (ПК) к подстадии мезокатагенеза (МК) и заканчивается в общем случае в начале градации МК₃ (в разных подтипах сапропелитов эта граница варьирует от середины МК₂ до конца МК₃). Этот этап, как известно, принято называть главной фазой нефтеобразования (ГФН). Нефтеобразование сопровождается газообразованием, стимулирующим эмиграцию. Однако в случае сапропелитов газ ГФН растворяется в «своей» нефти. После ГФН наступает главная фаза газообразования (МК₃-МК₅); на этом этапе ещё продолжается генерация лёгких жидких УВ, образующих конденсат. В зоне апокатагенеза интенсивность газогенерации снижается и постепенно «сходит на нет» при полном истощении материнского ОВ.

В ОНГО V₂-Є₁ Норильского района, представленного сухарихинской свитой, нефтеобразование началось в середине Є₃ и закончилось в D₁; газообразование продолжалось до конца погружений, т.е. до конца раннего триаса; ОНГО Є₁₋₂ не намного отстал от такового V₂-Є₁, т.к. ту и другую материнскую толщу разделяет всего 100–150 м пестроцветных известняков краснопорожской свиты Є₁; время действия ОНГО Є₁₋₂ для нефтеобразования конец Є₃ – конец D₁, а для газообразования – конец Є₃-T₁. ОНГО Є₃ начал работать в среднем ордовике и закончил свою работу в триасе, только нефтеобразование закончилось несколько ранее (ОВ Є₃ находится на градациях МК₃ –МК₄).

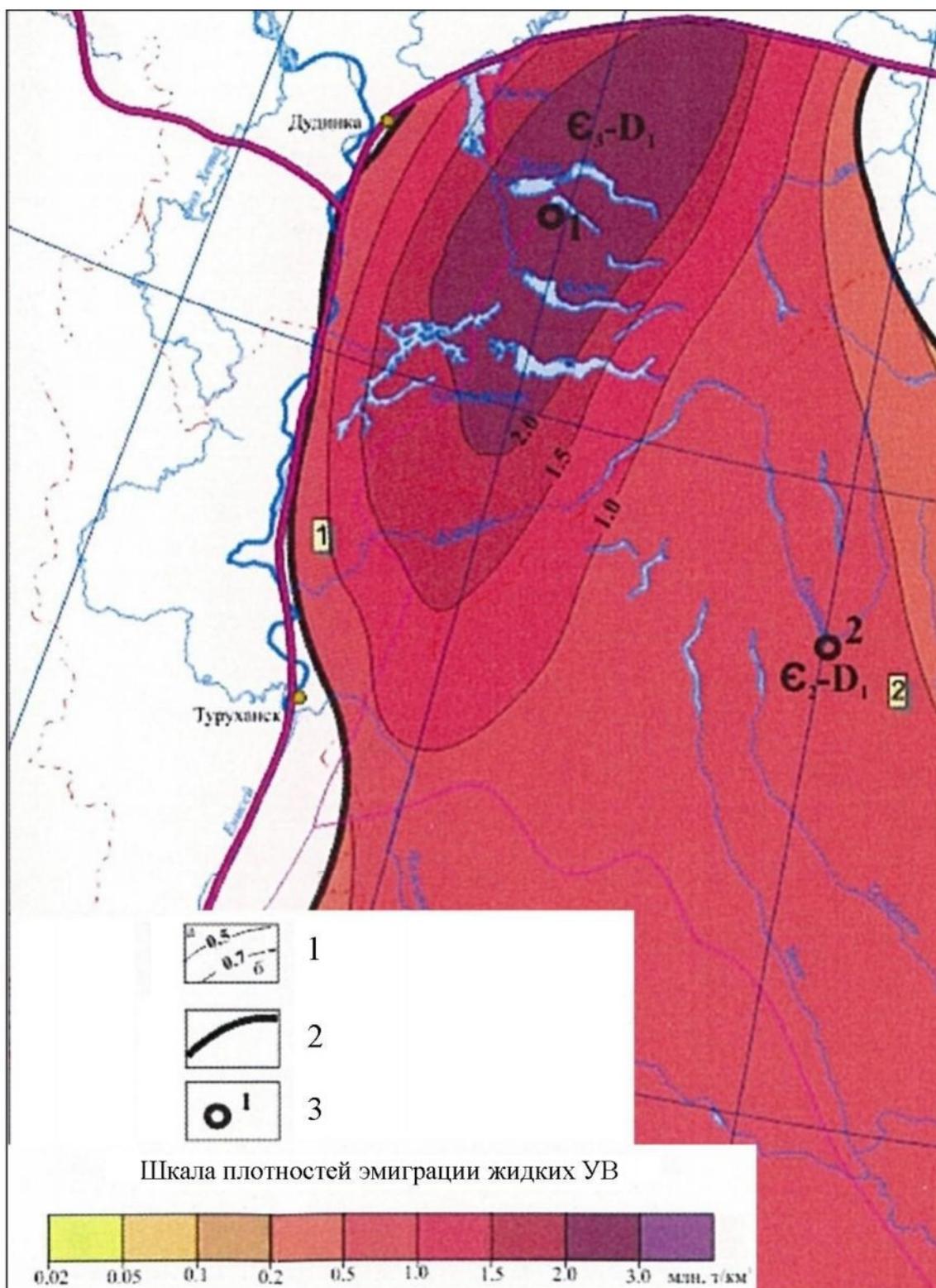


Рис. 7. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ

из вендских очагов нефтегазообразования северо-запада Сибирской платформы

1 – линии равных плотностей эмиграции жидких УВ (млн. т/км²) (а – основных, б - дополнительных);
 2 – граница очагов нефтегазообразования венда; 3 – точки расчета времени действия очагов нефтегазообразования. Цифры на карте: 1 – Туруханско-Норильский нефтегазоносный район; 2 – Северо-Тунгусская нефтегазоносная область.

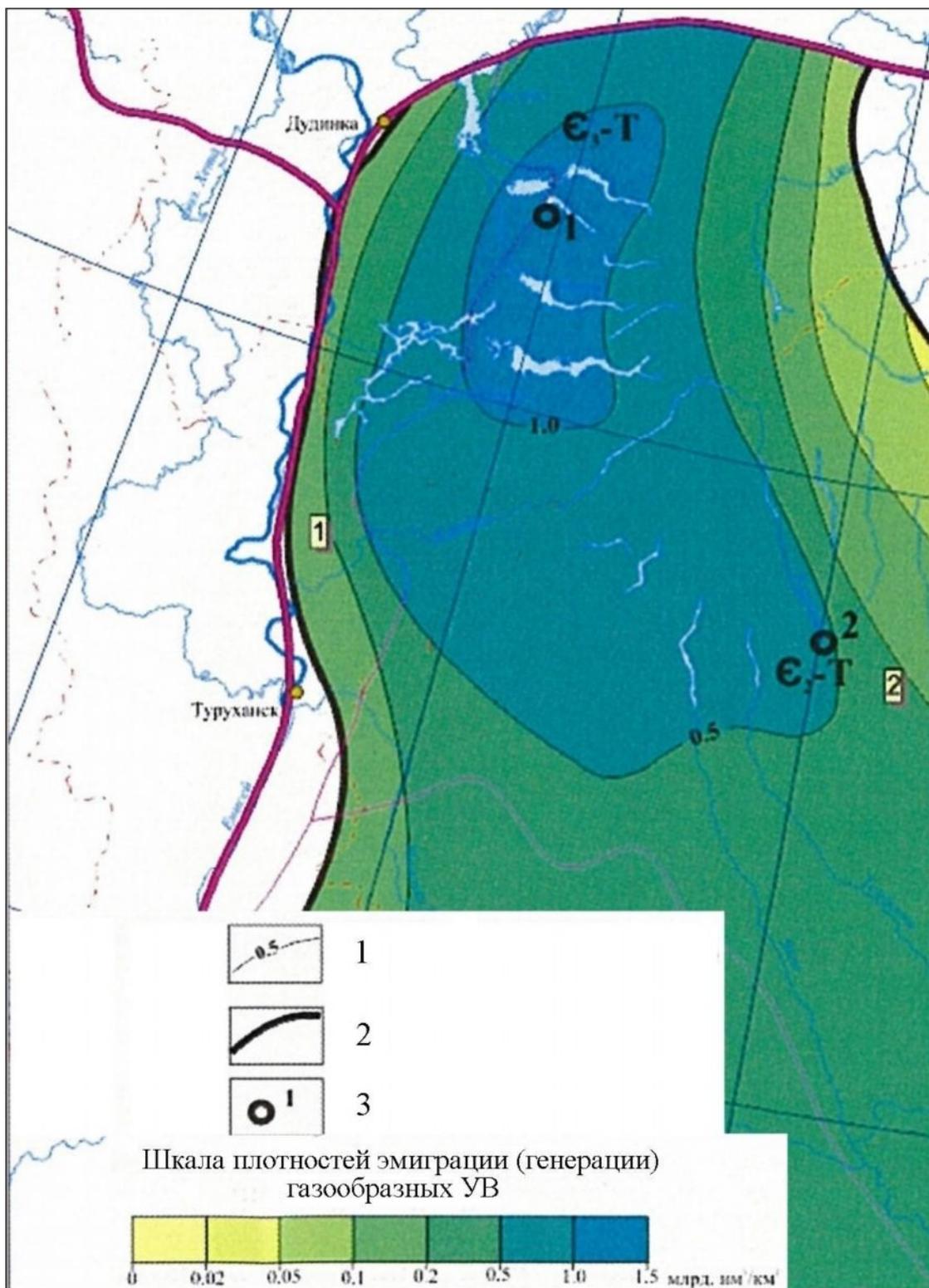


Рис. 8. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ

из вендских очагов нефтегазообразования северо-запада Сибирской платформы

1 – линии равных плотностей эмиграции (генерации) жидких УВ (млрд. нм³/км²); 2 – граница очагов нефтегазообразования венда; 3 – точки расчета времени действия очагов нефтегазообразования. Цифры на карте: 1 – Туруханско-Норильский нефтегазоносный район; 2 – Северо-Тунгусская нефтегазоносная область.

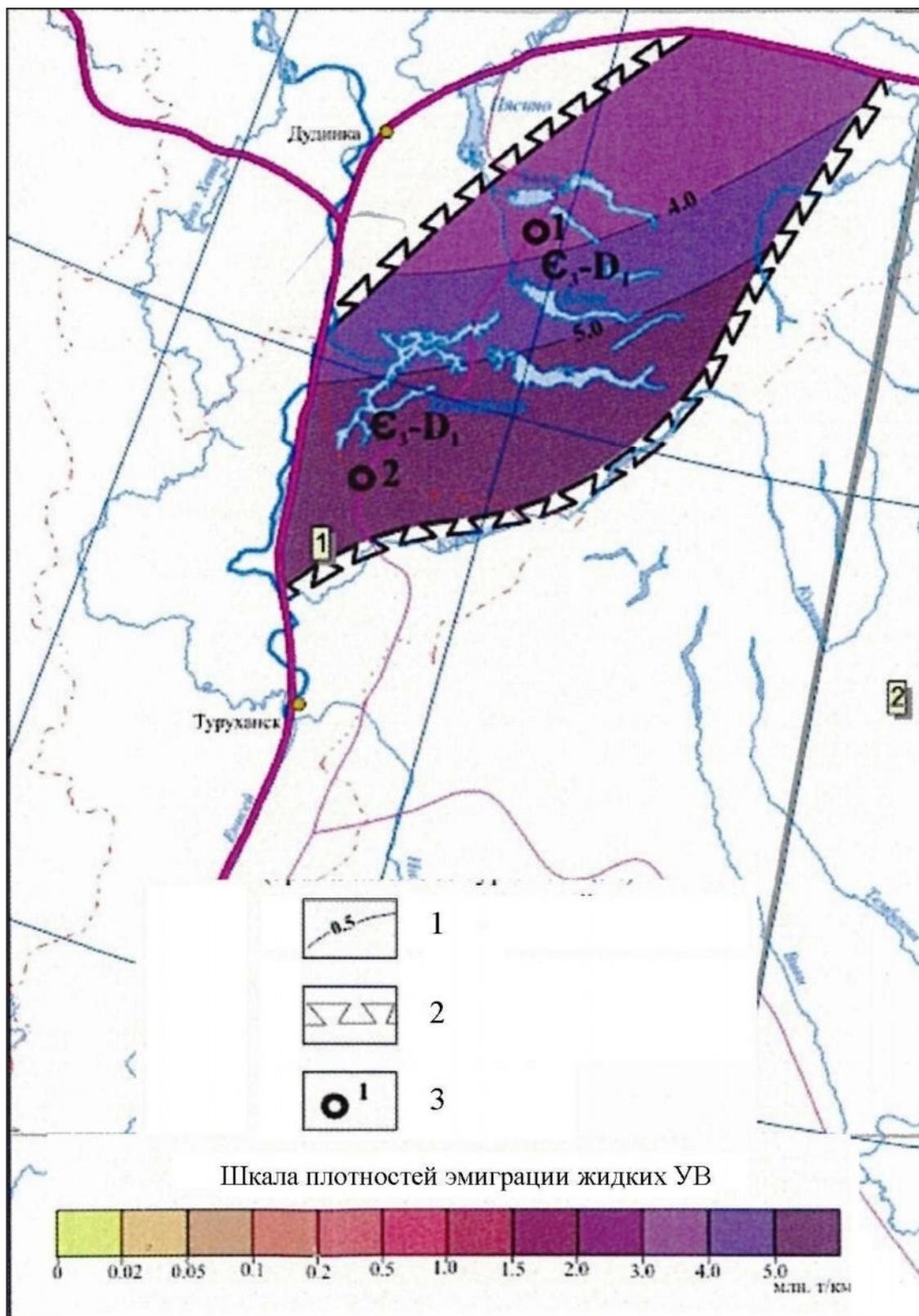


Рис. 9. Схематическая карта масштабов эмиграции жидких УВ

из рифейских очагов нефтегазообразования северо-запада Сибирской платформы

1 – линии равных плотностей эмиграции жидких УВ (млн. т/км²); 2 – линия выклинивания доманикоидных отложений ϵ_{1-2} (она же граница очагов нефтегазообразования ϵ_{1-2}); 3 – точки расчета времени действия очагов нефтегазообразования. Цифры на карте: 1 – Турухано-Норильский нефтегазоносный район; 2 – Северо-Тунгусская нефтегазоносная область.

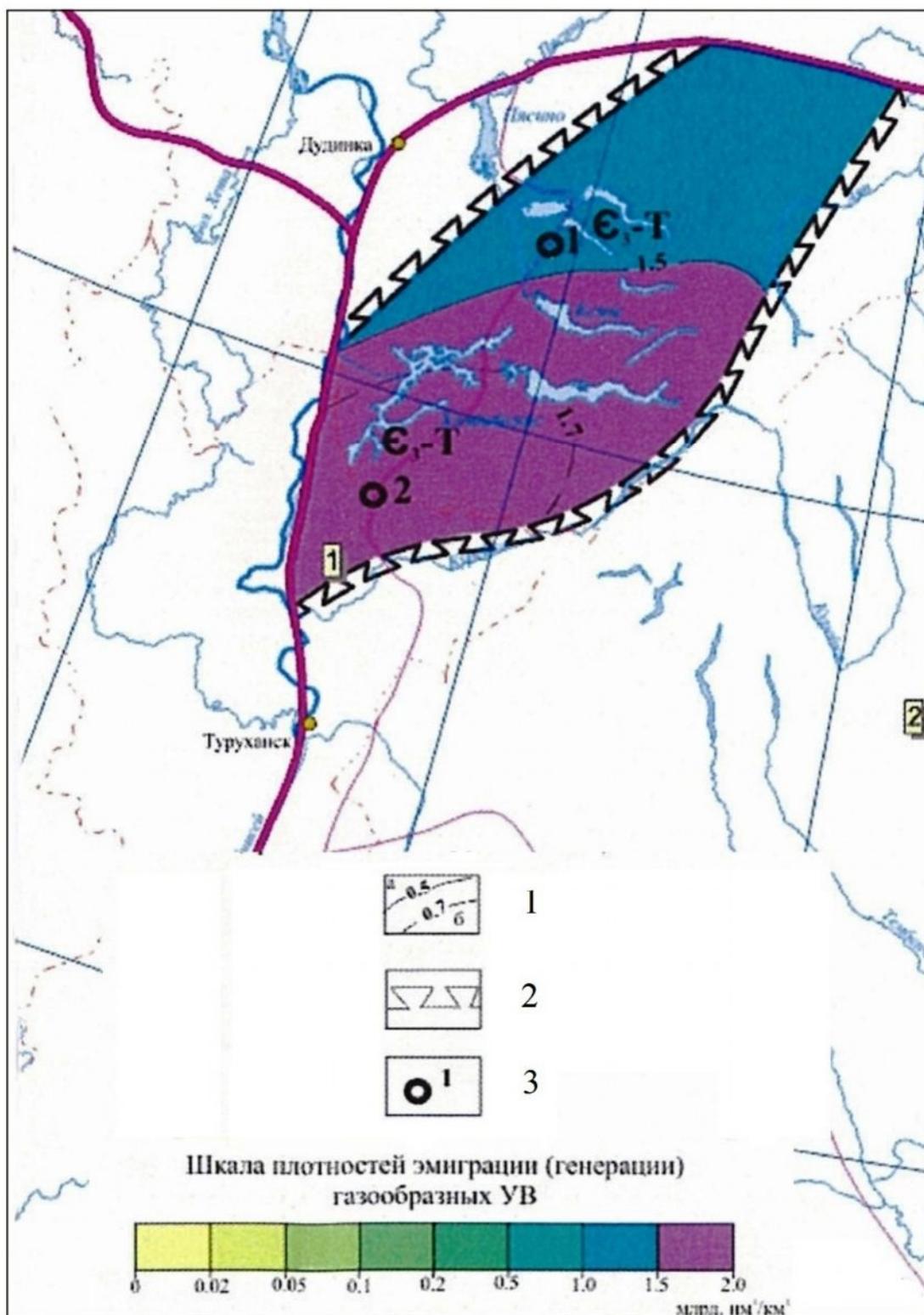


Рис. 10. Схематическая карта масштабов эмиграции газообразных УВ из рифейских очагов нефтегазообразования северо-запада Сибирской платформы
 1 – линии равных плотностей эмиграции (генерации) газообразных УВ (млрд. нм³/км²): а – основных, б – дополнительных; 2 – линия выклинивания доманикоидных отложений E_{1-2} (она же граница очагов нефтегазообразования E_{1-2}); 3 – точки расчета времени действия очагов нефтегазообразования. Цифры на карте: 1 – Турухано-Норильский нефтегазоносный район; 2 – Северо-Тунгусская нефтегазоносная область.

Раннесилурийский ОНГО, представленный граптолитовыми сланцами S_1I^2 , действовал в перми и триасе.

Вышеприведенные данные позволяют заключить, что характеризуемый район не имел недостатка ни в генерирующих УВ толщах, ни в масштабах нефтегазообразования. Однако – в отличие от Туруханского района, где имеются удовлетворительные резервуары и экраны, и где, соответственно, условия аккумуляции УВ были оптимальными, – в Норильском районе разрез венда-нижнего-среднего палеозоя в этом отношении слабо дифференцирован; в связи с этим здесь аккумуляция УВ протекала в куда менее удовлетворительных условиях. Если в Туруханской части плакантиклинория основной проблемой является сохранность залежей сверху, в зоне гипергенеза, то в Норильской части проблема сохранности связана как зоной гипергенеза (в том числе и палеогипергенеза для возможных допозднепалеозойских залежей), так и с зоной катагенеза (по крайней мере, почти весь разрез кембрия находится за пределами «нефтяного окна»). Выше упоминалось, что практически все нефтепроявления района связаны с верхней половиной разреза – от силура и выше, где катагенез не столь высок.

В целом проведённый анализ свидетельствует о реальных перспективах нефтегазоносности Норильского района, особенно в свете обнаруженных сейсмогравагнитным моделированием новых крупных антиклинальных объектов; часть из них уже подтверждена независимыми данными сейсморазведки, что свидетельствует в пользу надёжности осуществленного регионального структурного прогноза. Прежде всего, заслуживают внимания положительные структуры северной части Норильского района – Западно-Микчандинское куполовидное поднятие, Северо-Пясинский и Самоедский валы, а также упоминаемые выше крупные положительные структуры района Больших озёр в прилегающей части Тунгусской синеклизы. Во всех этих структурах перспективами на нефть обладает верхняя половина разреза, начиная от ордовика (может быть, от верхов верхнего кембрия) до перми включительно. На газ перспективны и более древние горизонты. При наличии структур, интенсивного в прошлом нефтегазообразования, благоприятных условий катагенеза в верхней половине разреза главной проблемой здесь является дифференциация разреза, т.е. выделение в нём резервуаров и экранов; однако и эта проблема разрешима, ибо верхняя половина разреза более дифференцирована в этом отношении по сравнению с нижней: и в ордовике, и в силуре, и в девоне и – тем более – в верхнем палеозое эти объекты выделить можно.

В Игарском районе может представлять интерес упоминаемая выше Ниндэжская антиклиналь, в ядре которой обнажены породы верхнего кембрия. По условиям катагенеза она может оказаться газоносной.

Вернёмся к Туруханскому району. Здесь заслуживает внимания Пашкинское поднятие, представляющее собой погребённое «ответвление» Курейско-Летнинского вала на участке между Голоярской и Курейской антиклиналями [Старосельцев и др., 2009]. На сочленении Курейско-Бакланихского мегавала с Тунгусской синеклизой можно наметить ещё несколько участков, аналогичных Пашкинскому, где в пределах Имангдинско-Летнинской зоны отложения верхнего палеозоя несогласно залегают на различных горизонтах среднего и, возможно, нижнего палеозоя: верховья р. Летней, бассейн р. Бакланихи и др. На этих участках также возможны структурные погребённые «ответвления», расширяющие зоны нефтегазонакопления Курейско-Бакланихского мегавала и увеличивающие его перспективы.

Сравнительный историко-геохимический и структурно-исторический анализ вышеописанных районов показывает, что в каждом из них существовал достаточно мощный ОНГО – рифейский в Туруханском районе и венд-нижне-среднепалеозойский – в Игаро-Норильском, что со своей стороны могло бы обеспечить высокие перспективы нефтегазоносности.

В Туруханском районе в силу сравнительно высокой дифференцированности разреза и особенностей формирования структур условия формирования залежей УВ были вполне благоприятными. Однако позднейшие движения обусловили плохую сохранность сформировавшихся залежей.

На сегодняшний день перспективы Туруханского района могут быть связаны с доразведкой и переоценкой залежей УВ в структурах Курейско-Бакланихского мегавала в отложениях венда-нижнего кембрия, а также с рядом погребённых структур на сочленении упомянутого мегавала с Тунгусской синеклизой.

В отличие от Туруханского района, в Игаро-Норильском районе разрез слабо дифференцирован, особенно разрез венда–кембрия, и условия формирования залежей УВ были здесь куда менее благоприятными. К тому же, если в Туруханском районе главной проблемой является сохранность залежей в зоне гипергенеза, то в Игаро-Норильском районе проблема сохранности связана как с зоной гипергенеза (в том числе и палеогипергенеза), так и зоной катагенеза. По условиям катагенеза нефтяные залежи могут быть связаны лишь с верхней половиной разреза – от силура и выше.

Наиболее перспективными в данном районе являются структуры в самой северной части Норильского района и в прилегающей с востока северо-западной части Тунгусской синеклизы; те и другие установлены методом СГММ. Именно эти структуры заслуживают дальнейшего изучения – прежде всего сейсмическими методами – и постановки глубокого параметрического бурения.

Литература

Баженова Т.К. Перспективы нефтегазоносности северо-запада Сибирской платформы и прилегающих территорий // Природные ресурсы Таймыра, 2004. - Дудинка. - С. 133-160.

Баженова Т.К., Высоцкий В.И. Геотектоническая природа Приенисейской части Сибирской платформы // Вестник МГУ, сер. геол., 1965. - IV. - С. 36-44.

Казаис В.И. Исследование физической неоднородности осадочного разреза, насыщенного траппами // Геология и геофизика, 1988. - № 4. - С. 109-118.

Казаис В.И. Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа, 2006. - № 5. - С. 52-61.

Казаис В.И. К реализации программы «Большая карта» по ускоренному изучению глубинной тектоники Таймыра на базе инновационной технологии СГММ (сейсмогравимагнитное моделирование) // Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России. - СПб.: ВНИГРИ, 2010. - С. 281-290.

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

Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Перспективы обнаружения крупных скоплений углеводородов на северо-западе Сибирской платформы // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. - М.: Геоинформмарк, 2004. - С. 118-125.

Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Муратов М.И., Старосельцев К.В. Перспективы обнаружения нефти на Пашкинском палеоподнятии // Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. - С. 79-86.

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

Рецензент: Маргулис Лазарь Соломонович, доктор геолого-минералогических наук.

Bazhenova T.K.

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

Kazais V.I.

JSC «Taymyrgeofizika», Dudinka, Russia, tmrgeo@mail.ru

HISTORY OF OIL AND GAS FORMATION AND ACCUMULATION IN NORTHWEST SIBERIAN PLATFORM (HISTORICAL, GEOCHEMICAL AND STRUCTURAL ANALYSIS)

The history of oil and gas formation and accumulation in the northwest Siberian platform during formation of the region's structure is considered; the comparative analysis of the Turukhansk and Igarko-Norilsk areas is conducted; the structure along with oil and gas potential prospects of the northwestern part of the Tunguskaya syncline are briefly described through the results of seismic-gravity-magnetic modeling.

Key words: northwest Siberian platform, the Tunguskaya syncline, oil and gas formation, scope of hydrocarbon emigration, naphthide manifestations, oil and gas formation centers, plac-anticlinorium.

References

Baženova T.K. Perspektivy neftegazonosnosti severo-zapada Sibirskoj platformy i prilegaûsîh territorij // Prirodnye resursy Tajmyra, 2004. - Dudinka. - S. 133-160.

Baženova T.K., Vysockij V.I. Geotektoničeskaâ priroda Prienisejskoj časti Sibirskoj platformy // Vestnik MGU, ser. geol., 1965. - IV. - S. 36-44.

Kazais V.I. Issledovanie fizičeskoj neodnorodnosti osadočnogo razreza, nasyšennogo trappami // Geologiâ i geofizika, 1988. - # 4. - S. 109-118.

Kazais V.I. Novaâ tektoničeskaâ model' severo-zapadnoj časti Sibirskoj platformy po dannym geofizičeskogo modelirovaniâ (tehnologiâ SGMM) // Geologiâ nefti i gaza, 2006. - # 5. - S. 52-61.

Kazais V.I. K realizacii programmy «Bol'shaâ karta» po uskorennomu izučeniû glubinnoj tektoniki Tajmyra na baze innovacionnoj tehnologii SGMM (sejsmogravimagnitnoe modelirovanie) // Neftegeologičeskij prognoz i perspektivy razvitiâ neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii. - SPb.: VNIGRI, 2010. - S. 281-290.

Mel'nikov N.V., Kilina L.I., Krinin V.A., Homenko A.V. Neftegazonosnost' kembrijskih rifov Suringdakonskogo svoda // Teoretičeskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza. - Novosibirsk: Nauka, 1991. - S. 180-189.

Starosel'cev V.S., Divina T.A. Perspektivy obnaruženiâ krupnyh skoplenij uglevodorodov na severo-zapade Sibirskoj platformy // Prioritetnye napravleniâ poiskov krupnyh i unikal'nyh mestoroždenij nefti i gaza. - M.: Geoinformmark, 2004. - S. 118-125.

Starosel'cev V.S., Divina T.A., Muratov M.I., Starosel'cev K.V. Perspektivy obnaruženiâ nefti na Paškinskom paleopodnâtii // Perspektivnye na нефть zony i ob'ekty Sibirskoj platformy. - Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2009. - S. 79-86.

Šiganova O.V., Dyhan S.V., Sobolev P.N., Surnin A.I. Geohimičeskaâ i gidrogeologičeskaâ karakteristika vend-nižnekembrijskih otloženij Leno-Tunguskoj NGP v parametričeskikh skvažinah 2008-2010 g. // Neftegeologičeskij prognoz i perspektivy razvitiâ neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii. - SPb.: VNIGRI, 2010. - S. 199-204.