

УДК 552.578.061.32:551.72/.732(571.56)

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

НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ В АЛДАНО-МАЙСКОМ БАССЕЙНЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Рассматриваются основные черты строения Алдано-Майского бассейна, выполненного рифейскими, вендскими и кембрийскими отложениями. В качестве нефтегазоматеринских горизонтов выделяются: верхняя подсвита малкинской свиты R₂, игниканская свита (верхняя часть лохандинской серии) R₃, а также иниканская свита Є₁₋₂. На основании картирования нефтегазоматеринских горизонтов и расчётных генетических моделей ВНИГРИ подсчитывались масштабы эмиграции углеводородов, а также их миграционные потери. В сложно-построенном, неоднократно подвергавшемся эрозии регионе, миграционные потери очень велики; коэффициент аккумуляции для рифейских углеводородов порядка 2%, а сохранность углеводородов - не более 20%, т.е. ресурсы в зоне аккумуляции (западной зоне выклинивания рифея) составляет не более 350-400 млн. т нефти. Общая сохранность кембрийских углеводородов и того менее.

Ключевые слова: *нефтегазоматеринская свита, эмиграция, миграция, Алдано-Майский бассейн.*

Собственно Алдано-Майский бассейн располагается на восточном склоне Алданской антеклизы и выполнен отложениями рифея, венда и кембрия, перекрытыми отложениями юры. Формально восточной границей бассейна считается зона Кыллахско-Нельканского надвига, восточнее которого выделяется так называемый Юдомо-Майский прогиб – дислоцированная структура, в западной части сложенная отложениями рифея-венда-кембрия, которые на восток от зоны Бурхалинского разлома [Коростелев, 1982] погружаются под более молодые отложения палеозоя Сетте-Дабана.

Поскольку современный облик структуры региона в значительной мере создавался молодыми движениями – по крайней мере, постюрскими, и в то же время существенный подъём территория испытывала в среднем-позднем палеозое, прежде всего было необходимо восстановить в общих чертах палеоструктурную картину региона на этап максимального погружения. Региональные исследования и построения на востоке Сибирской платформы установили, что таковой эпохой для данной территории является ранний девон [Баженова, 1992]. Подобные палеорекострукции были необходимы для того, чтобы восстановить во времени и пространстве положение выделенных нефтегазоматеринских горизонтов (НГМГ). Дело в том, что для Алдано-Майского бассейна в его современном понимании источниками углеводородного питания служили НГМГ не только и не столько в пределах самого названного бассейна, сколько НГМГ Юдомо-Майского прогиба, куда возрастают мощности

и катагенез ОБ. Восстановленная структура показана на палеопрофиле (рис. 1), на котором хорошо видно, сколь малый объём занимают НГМГ в общей структуре палеобассейна и – несмотря на весьма высокую их продуктивность (о чём ниже), таковое их положение (в совокупности с литологией вмещающих формаций) обрекает УВ на рассеяние и огромные потери.

На рис. 2 показаны масштабы максимального погружения предъюдомской (предвендской) поверхности и соответствующий им катагенез ОБ, изменяющийся на данной территории в диапазоне МК₁–МК₃ (1800–3800 м, см. рис. 1, 2). На карте показаны также зоны Бурхалинского разлома и Кыллахско-Нельканского надвига, линии распространения (выклинивания) отложений (с востока на запад): 1 – уйской серии R₃ (кандыкской и усть-кирбинской свит); 2 – лохандинской серии R₃ (нерюенской и игниканской свит); 3 – малгинской свиты R₂; 4 – отложений R₂ (талынской свиты); 5 – отложений R₁ (учурской серии), т.е. отложений рифея в целом. Следует подчеркнуть, что картировалась территория в следующих границах: на востоке – зона Бурхалинского разлома; на юге – субширотная линия, проходящая через самую южную точку долины р. Май; на севере – субширотная линия, пересекающая долину р. Алдан в районе её поворота на северо-запад; на западе – субмеридиональная линия, пересекающая р. Алдан к востоку от устья р. Учур; НГМГ картировались на данной территории в границах своего распространения на этап максимального погружения.

Рифейские масштабы эмиграции подсчитывались и картировались в указанных границах, затем пересчитывались для северной части территории, южной границей которой являлась субширотная линия, проходящая через устье р. Юдомы (в соответствии с современной сохранностью отложений к западу от Кыллахско-Нельканской зоны). Картирование геохимических параметров и соответственно масштабов эмиграции УВ на всей территории вызывалось тем, что основная геохимическая и геологическая информация региона связана с южными его районами.

Нефтегазоматеринские горизонты

Нижнерифейские отложения и нижняя половина среднерифейских НГМГ не содержат. Правда, на северо-востоке и юго-востоке Юдомо-Майского прогиба в составе карбонатной светлинской свиты R₂ отмечается толща темноцветных карбонатно-глинистых пород [Семихатов, Серебряков, 1983], которую, вероятно, можно было бы отнести к НГМГ. Однако распространение её неясно, свита основательно срезается предтоттинским (середины R₂) размывом и на западе отсутствует. Геохимические её параметры не исследованы и закартировать её пока невозможно.

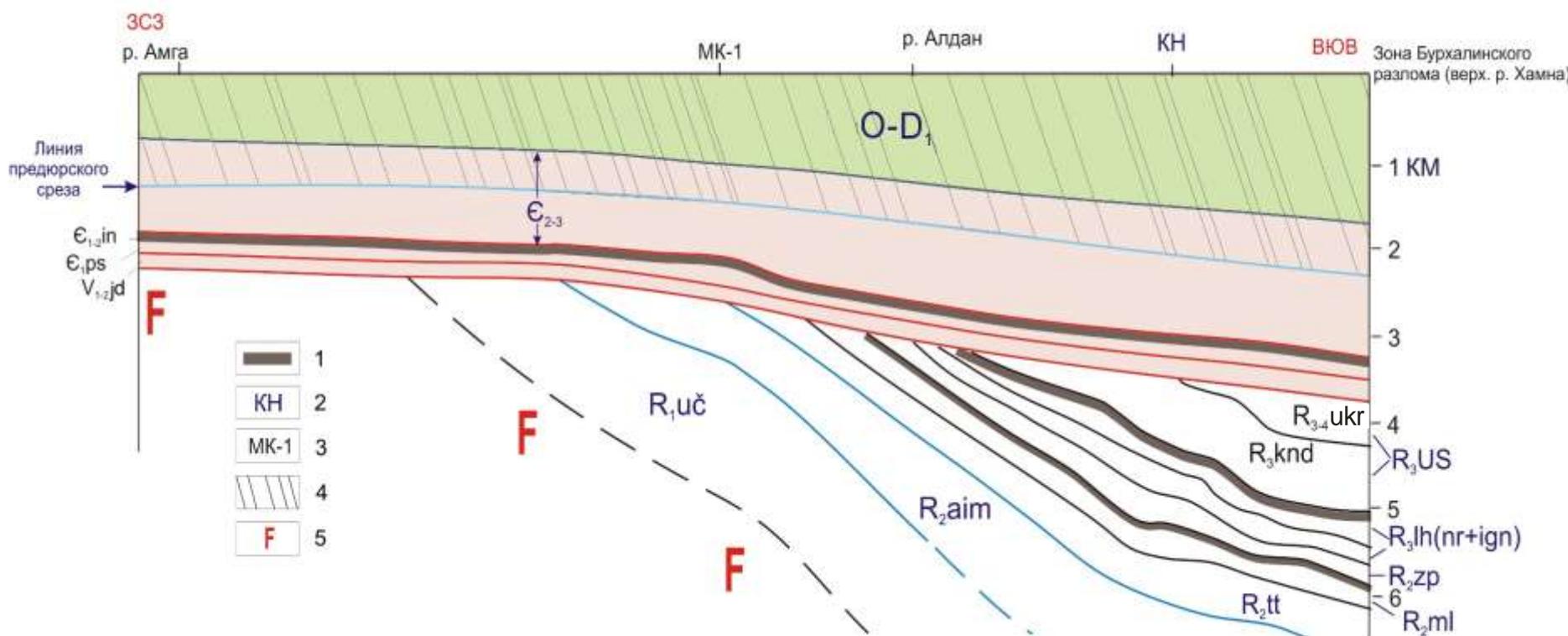


Рис. 1. Палеогеографический профиль через Алдано-Майскую впадину и Юдомо-Майский прогиб по линии р. Амга - палеозой Сетте-Дабина (зона Бурхалинского разлома) на конец раннего девона

1 – положение нефтегазоматеринских горизонтов; 2 – место пересечения палео профиля с будущим Кыллахско-Нельканским взбросо-надвигом; 3 – положение Люкуйской глубокой скв.1; 4 – размывы отложения – средний-верхний кембрий – ордовик – нижний девон; 5 – фундамент платформ – архей–нижний протерозой. FR-PR₁ – архей-нижний протерозой; R₁uč – учурская серия нижнего рифея; R_{2aim} – аймчанская свита среднего рифея; R_{2tt} – тоттинская свита среднего рифея; R_{2ml} – малгинская свита среднего рифея; R_{2zp} – ципандинская свита среднего рифея; R_{3lh(nr+ign)} – лохандинская серия (нерюенская+игниканская свиты) верхнего рифея; R_{3us} – уйская серия верхнего рифея; R_{3knd} – кандыкская свита верхнего рифея; R_{3-4ukr} – усть-кирбинская свита верхнего рифея; V_{1-2jd} – юдомская свита нижнего-верхнего венда; E_{1ps} – пестроцветная свита нижнего кембрия; E_{1-2in} – иниканская свита нижнего-среднего кембрия; E₂₋₃ – средний-верхний кембрий; O-D₁ – ордовик – нижний девон.

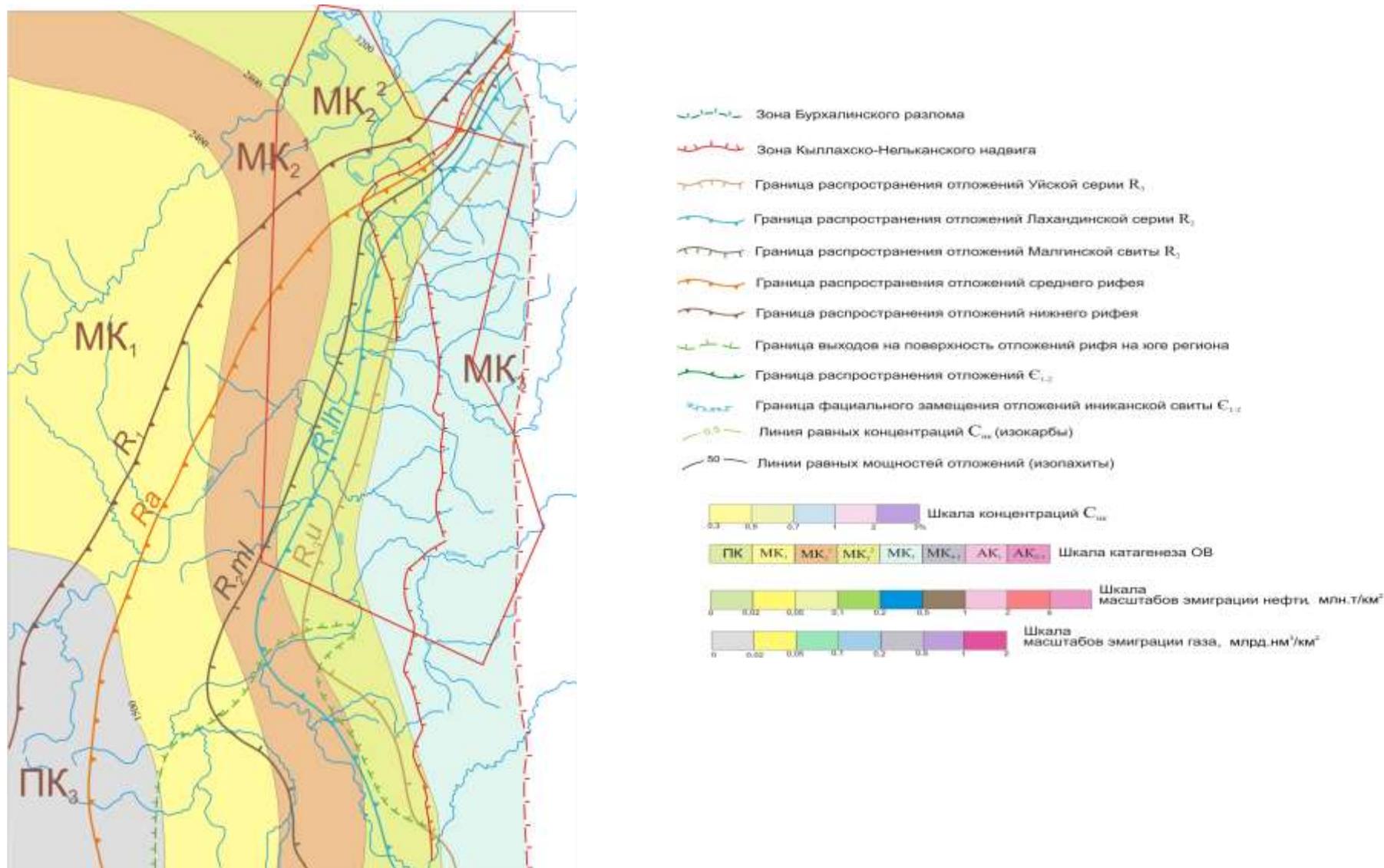


Рис. 2. Схематическая карта масштабов максимального погружения предъюдомской поверхности рифея и катагенеза органического вещества в подошве юдомской серии венда

В верхней половине R_2 выделяется малгинская свита, верхняя её подсвита представлена глинисто-карбонатными породами, обогащенными ОВ. Мощность темноцветной формации (НГМГ) от 20–30 м на юго-западе до 200 м на востоке; средние концентрации $C_{нк}$ от более 1% до 0,5% на породу (рис. 3). На породном уровне концентрации изменяются в диапазоне от десятых долей % до 8–10% (горючие сланцы). Катагенез ОВ в кровле малгинской свиты изменяется от $МК_1$ на ЮЗ до $АК_{2-3}$ на востоке Юдомо-Майского прогиба, т.е. по существу во всём диапазоне катагенетической эволюции ОВ, когда происходит генерация и эмиграции и жидких и газообразных УВ (рис. 4). Данный НГМГ залегает на пестроцветной глинисто-карбонатной нижней подсвите малгинской свиты и перекрывается светлыми водорослевыми карбонатами ципандинской свиты, мощностью до 300 м и более.

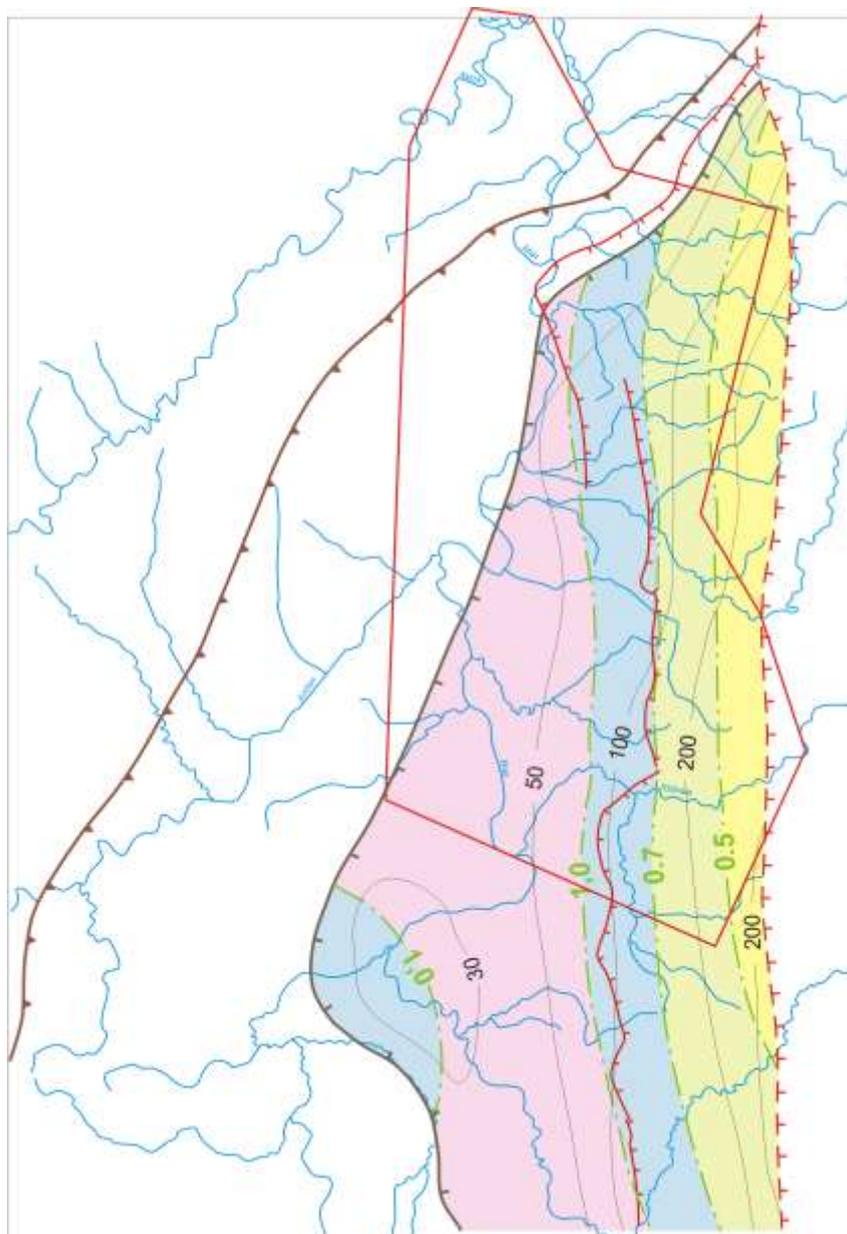


Рис. 3. Схематическая карта распределения органического вещества некарбонатного углерода в верхней подсвите малгинской свиты среднего рифея
Условные обозначения см. на рис. 2.

В перекрывающих отложения R_2 с незначительным несогласием отложениях R_3 (лохандинская серия) сероцветные и реже темноцветные глинистые и карбонатные пачки встречаются почти повсеместно, но они не выдержаны по простиранию и плохо коррелируются между собой от разреза к разрезу; поэтому выделить и закартировать НГМГ в лохандинской серии чрезвычайно трудно, хотя отдельные прослои в ней содержат повышенные концентрации ОБ ($C_{нк}$ до 1–1,5%).

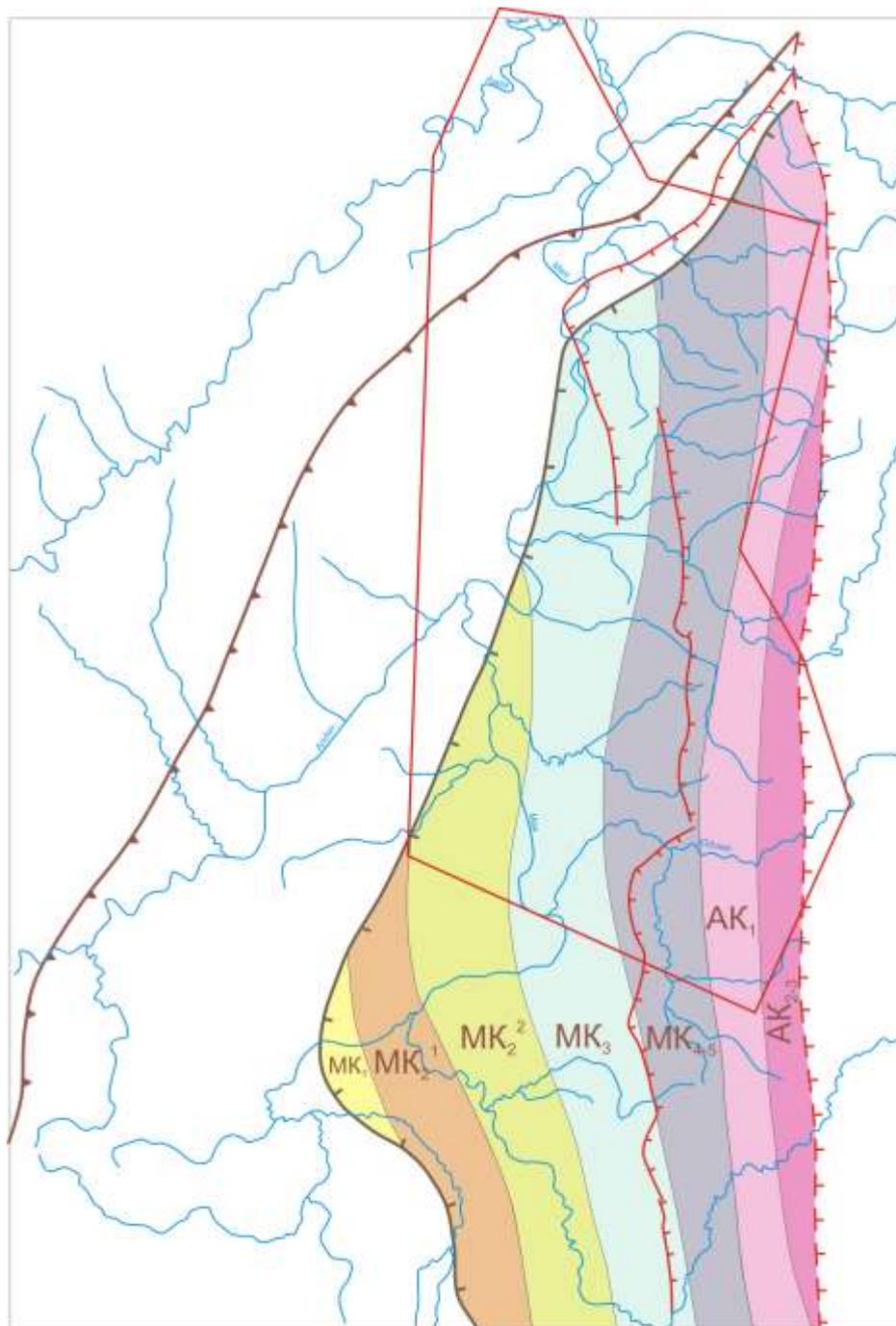


Рис. 4. Схематическая карта катагенеза органического вещества в кровле малгинской свиты среднего рифея

Условные обозначения см. на рис. 2.

Единственной выдержанной темноцветной пачкой является венчающая серию толща темных «битуминозных» известняков мощностью 50–200 м в кровле игниканской свиты [Семихатов, Серебряков, 1983]. К сожалению, в литературе не удалось найти данных по концентрации $C_{нк}$ в этой толще; тем не менее мы рискнули условно оценить её. На основании анализа мощностей перекрывающих отложений был установлен катагенез ОВ (рис. 5), изменяющийся с запада на восток от $МК_2^1$ до $АК_1$. Параметры $C_{нк}$ для подсчёта масштабов эмиграции принимались на основании нашего многолетнего геохимического опыта, в том числе и по изучению отложений подобного облика. Этой верхнеигниканской материнской толще были приданы средние значения $C_{нк}$ субдоманикоидного диапазона – $0,25 \div 0,30\%$ (концентрации ОВ *ceteris paribus* снижаются по мере возрастания катагенеза).

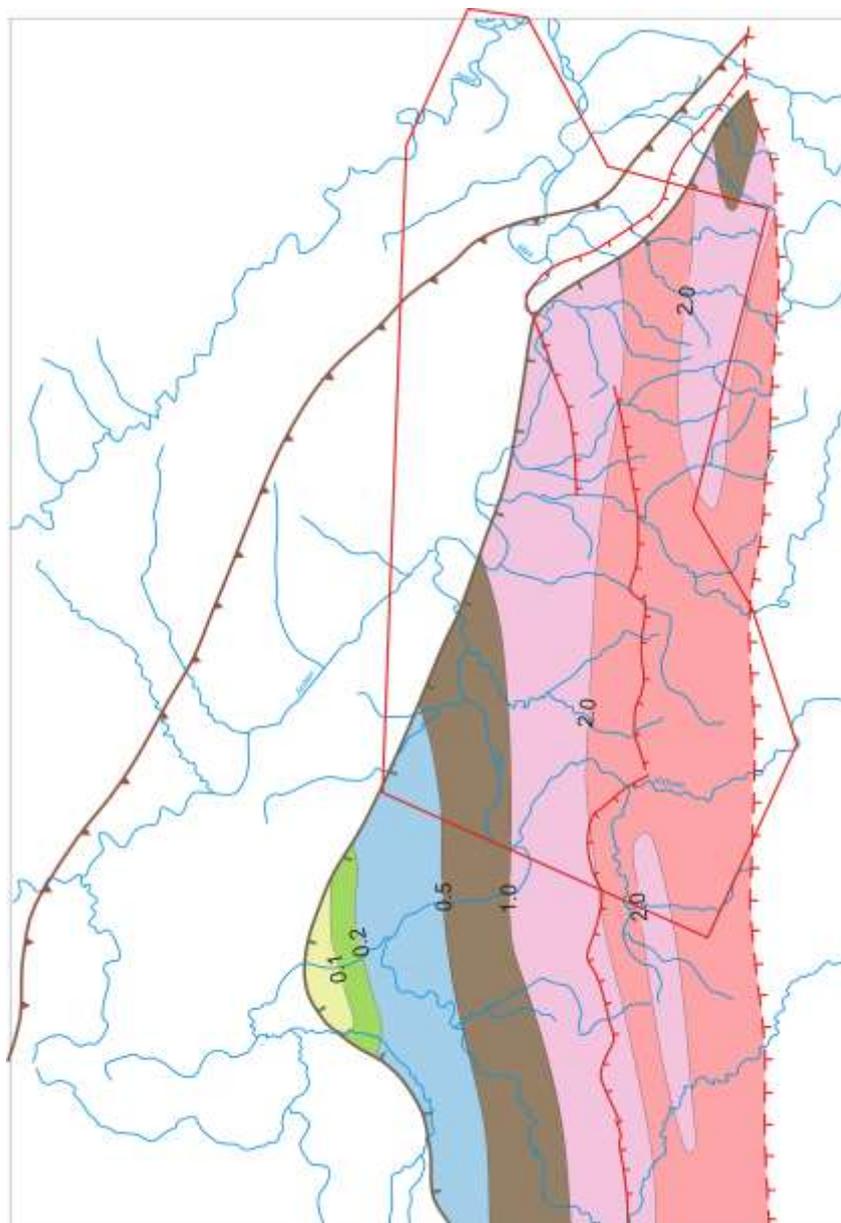


Рис. 5. Схематическая карта эмиграции нефти из нефтегазоматеринского горизонта верхнемалгинской свиты среднего рифея

Условные обозначения см. на рис. 2.

В вышележащей уйской серии R₃, венчающей разрез рифея региона, сложенной исключительно терригенными породами, НГМГ не выделяются; слагающие её аргиллиты, переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками, имеют, как правило, зеленоцветный облик и C_{нк} в них не выходит за пределы 0,1%. Зато песчаники нижней половины серии – кандыкской свиты – изобилуют нефтидопроявлениями (за счёт нижележащих толщ).

Итак, масштабы эмиграции УВ из НГМГ рифея.

Подсчёт производился по известным формулам:

$$Q_{\text{нефти}} = C_{\text{нк}} \cdot \rho \cdot h \cdot \delta \cdot \beta_{\text{Снк}}^{\text{ХБА}} \cdot \frac{K}{1-K} \cdot 10^2 \text{ т/км}^2;$$

$$Q_{\text{газа}} = \frac{C_{\text{нк}}}{C_{\text{НОВ}}} \cdot \rho \cdot h \cdot \gamma \cdot 10^7 \text{ нм}^3 / \text{км}^2,$$

где Q_{нефти} и Q_{газа} – количества эмигрировавших жидких и газообразных УВ из НГМГ в пределах 1 км², т.е. эмиграционные плотности;

C_{нк} – осреднённая концентрация C_{нк} (обычно снимается с карт);

ρ – плотность пород, т/м³;

h – мощность НГМГ, м;

β_{эм} – эмигрировавшая доля хлороформного битумоида (ХБА) и легких углеводородов (ЛУВ); НГМГ для данной градации катагенеза, приведённая к C_{нк}, %;

δ – поправка на низкокипящие жидкие лёгкие УВ (ЛУВ); $\delta = \frac{\beta_{\text{эм}}^{\text{ХБА}} + \beta_{\text{эм}}^{\text{ЛУВ}}}{\beta_{\text{эм}}^{\text{ХБА}}}$;

(β_{эм} – эмигрировавшая доля ХБА и ЛУВ);

K – коэффициент эмиграции, доли единицы;

C^{НОВ} – доля углерода в нерастворимом ОВ, %;

γ – доля УВ-газов (%), генерированная (эмигрировавшая) к середине данной градации катагенеза, приведённая к ОВ данной градации; рассчитывается при моделировании.

Следует указать, что на основании многолетнего опыта изучения геохимии ОВ отложений различного возраста и состава в разных регионах и прежде всего на Сибирской платформе, на основании расчётного моделирования процессов генерации-эмиграции УВ мы располагаем модельными параметрами расчёта для различных типов ОВ (более 10 типов) для всего диапазона градаций катагенеза, что позволяет производить подсчёты для малоизученных объектов, при явном недостатке геохимических данных. Расчет для верхнемалгинского НГМГ R₂ производился по модели для альгосапропелитов доманикоидно-доманикитных концентраций; для верхнеигниканского НГМГ R₃ – по модели для оксисорбосапропелитов с альгогенной основой субдоманикоидных концентраций.

Суммарные масштабы эмиграции представлены в табл. 1; плотности эмиграции R_{2ml} – на схематических картах (рис. 5-6).

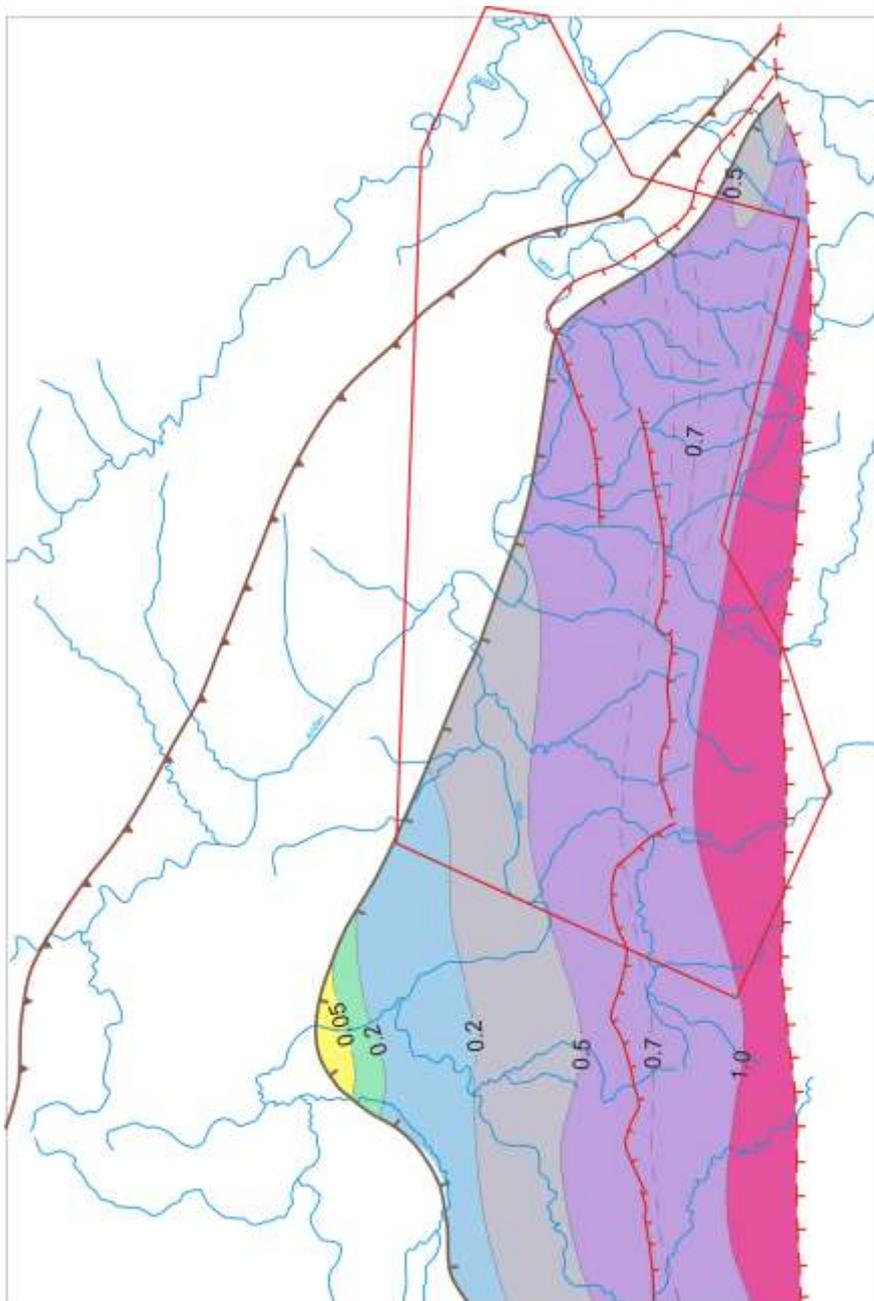


Рис. 6. Схематическая карта масштабов генерации (эмиграции) газа из нефтегазоматеринского горизонта верхнемалгинской свиты среднего рифея

Условные обозначения см. на рис. 2.

Суммарная цифра эмиграции нефти для всего региона – 146,8 млрд. т, газа – 52,7 трлн. нм^3 ; в северных районах (о которых говорилось выше) величина масштабов эмиграции нефти – 84,7 млрд. т (табл. 1). Масштабы эмиграции (генерации) газа для севера отдельно не подсчитывались, ибо в ресурсах будет присутствовать лишь растворенный газ, количество которого всецело зависит от объемов нефти.

Таблица 1

Масштабы эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринских горизонтов рифея

Возраст НГМГ	Для всего региона					Для северных районов			
	площадь, км ²	Плотности эмиграции		Масштабы эмиграции		нефть/газ	площадь, км ²	Плотности эмиграции. Нефть, тыс. т/км ²	Масштабы эмиграции. Нефть, млн. т
		нефть, тыс. т/км ²	газ, млн. м ³ /км ²	нефть, млн. т	газ, млрд. нм ³				
Верхнемалгинская подсвита среднего рифея	66 840	53 – 3761	37 – 1391	122 972	44 453	2,77	36 788	920 – 3761	69 582
Игниканская свита верхнего рифея	55 360	76 – 726	16 – 277	23 868	8 207	2,90	28 275	335 – 726	15 126
Итого				146 840	52 660	2,79			84 708

Средние плотности эмиграции нефти из R_2ml^2 для всего региона 1,84 млн. т/км², для севера – 1,89 млн. т/км²; из R_3ign соответственно 0,43 и 0,53 млн.т/км²; на севере эти величины несколько выше общих средних, т.к. из поля подсчета выпадает юго-запад с относительно низкими плотностями эмиграции.

Плотности эмиграции, как и прочие параметры, возрастают с запада на восток; для R_2ml^2 по нефти от менее 0,1 млн. т/км² до более 3 млн. т/км² с небольшими вариациями «больше-меньше» в поле 2 – 3 млн. т/км² (см. рис. 6); по газу для R_2ml^2 соответственно от менее 0,05 млрд. нм³/км² до более 1 млрд. нм³/км² (см. рис. 5).

Для НГМГ R_3ign соответствующие величины также будут возрастать с запада на восток: по нефти – от менее 0,1 млн. т/км² до более 0,7 млн. т/км²; по газу – от менее 0,02 млрд. нм³/км² до более 0,2 млрд. нм³/км².

Итак, на сегодня можно сказать, что эмиграционная величина, формировавшая ресурсы нефти Алдано-Майского бассейна – это вышеуказанная цифра 84,7 млрд. т.

Прежде чем перейти к приблизительному подсчёту миграционно-аккумуляционных потерь нефти, кратко остановимся на характеристике самого молодого из сохранившихся НГМГ региона – иниканской свите ϵ_{1-2} (не путать с игниканской R_3). Эта свита и её более северный аналог куонамская свита доманикитно-доманикоидного облика развита по всему востоку Сибирской платформы, проходит под осадочно-породным телом позднепалеозойско-мезозойской Вилульской синеклизы, переходит в Алдано-Майский бассейн, далее в Юдомо-Майский прогиб и в пределы складчатого Сетте-Дабана. Её литологический облик почти аналогичен таковому верхнемалгинской подсвиты R_2 – глинисто-карбонатно-кремнистые породы, обогащенные ОВ. Однако обогащение ОВ в ней

несколько выше малгинского и удельная углеводородная продуктивность также несколько выше вследствие того, что в ОВ Є_{1-2in} практически отсутствуют донные водоросли. На закартированной территории площадью более 140 тыс. км², куда входят не только Алдано-Майский бассейн и Юдомо-Майский прогиб, но и восток Алданской антеклизы, средние концентрации $C_{нк}$ возрастают с запада на восток от 1 до 3%, мощности составляют 30–100 м (рис. 7). Катагенез ОВ изменяется в широком диапазоне от ПК₂ до МК₃, т.е. от самого начала генерации УВ до начала главной фазы газообразования (рис. 8). Масштабы эмиграции УВ из Є_{1-2in} достаточно велики – в сумме 225,6 млрд. т нефти и 86,4 трлн. нм³ газа; плотности эмиграции изменяются в очень широком диапазоне – по нефти от 0 и 0,02 млн. т/км² на востоке, на крайнем юго-западе до 5 млн. т/км²; по газу соответственно от 0 и 0,02 млрд. нм³/км² до 1,9 млрд. нм³/км² (рис. 9 и 10). Несмотря на столь внушительные масштабы эмиграции УВ из НГМГ Є_{1-2in} , сохранность этой массы УВ к настоящему моменту ничтожна: ведь над иниканской свитой Є_{1-2} , даже там, где она погружена, находится не более 1 км Є_{2-3} (в Мокуйской скв. 1 – 735 м) да 100–200 м юрских отложений, от которых толку мало – между юрой и поздним кембрием более 300 млн. лет геологической истории – не только погружения (до D₁), обусловившего наблюдаемый катагенез ОВ, но и подъема и глубокого размыва.

Далее о потерях рифейских УВ. В настоящее время мы более или менее научились количественно определять **миграционно-аккумуляционные** потери эмигрировавших УВ [Неручев, Баженова и др., 2006], **но... только** при достаточно высокой степени геологической изученности на уровне по крайней мере среднемасштабного картирования литологических и коллекторских параметров изучаемого района, что в своё время удалось нам сделать для Непско-Ботуобинской антеклизы (там же). Потери сохранности УВ, их количественное определение, по-прежнему, остаётся «на совести экспертов» и также, само собой, зависит от степени изученности.

В данном регионе определить миграционно-аккумуляционные потери УВ по разработанной нами ранее методике очень сложно вследствие весьма малой изученности и недостатка необходимых параметров. Тем не менее, здесь предпринята попытка такого подсчёта. Методика подобных расчетов изложена во многих наших публикациях, в том числе и в монографии [Неручев, Баженова и др., 2006] и не стоит здесь её повторять. Напомним только, что потери миграции и аккумуляции складываются из вертикальных и латеральных потерь и всецело зависят от расстояний от материнского источника УВ до ловушки и/или зоны нефтегазонакопления (ЗНГН), т.е. в том числе и от мощности промежуточных толщ и резервуаров, их пористости и, естественно, от наличия экранов и их качества.

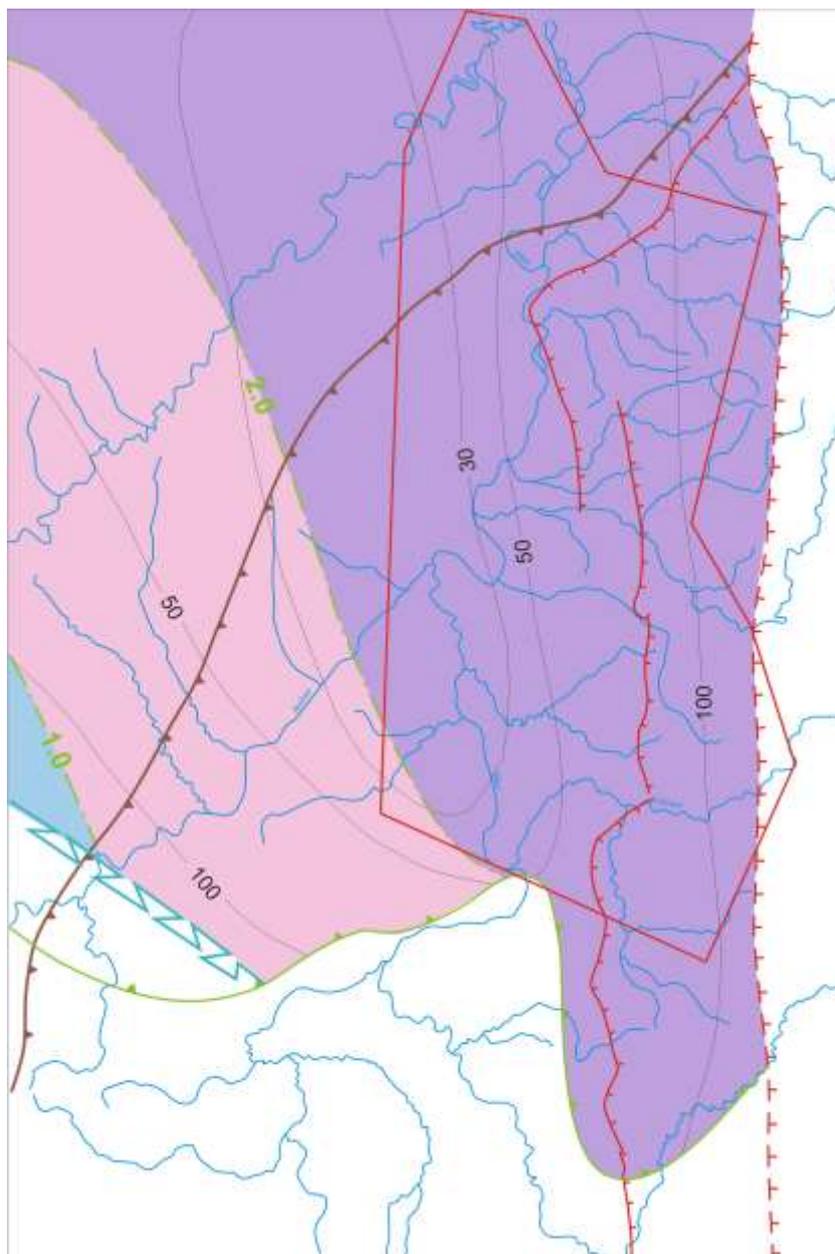


Рис. 7. Схематическая карта распределения органического вещества некарбонатного углерода в инниканской свите нижнего-среднего кембрия
Условные обозначения см. на рис. 2.

В южной части региона и в северной части Юдомо-Майского прогиба, где отложения рифея и венда хорошо обнажены, в них известны многочисленные нефтидопроявления – от верхнемалгинской подсветы и выше по разрезу вплоть до юдомской серии. Они-то и представляют собой потери аккумуляции и сохранности нефти. Напомним, что подсчёт ведётся примерно на время максимального погружения, когда и происходили процессы генерации, эмиграции, миграции и аккумуляции.

Латеральные потери зависят также от перепада скоростей латеральной миграции, которые в свою очередь определяются величинами проницаемости (в том числе фазовой), углом наклона кровли пласта, разностью удельных весов пластовых УВ и пластовой воды

(прямая зависимость) и величинами пористости и вязкости флюида (обратная зависимость). При снижении скоростей латеральные потери возрастают. Однако этот параметр при данной степени изученности мы учесть не можем.

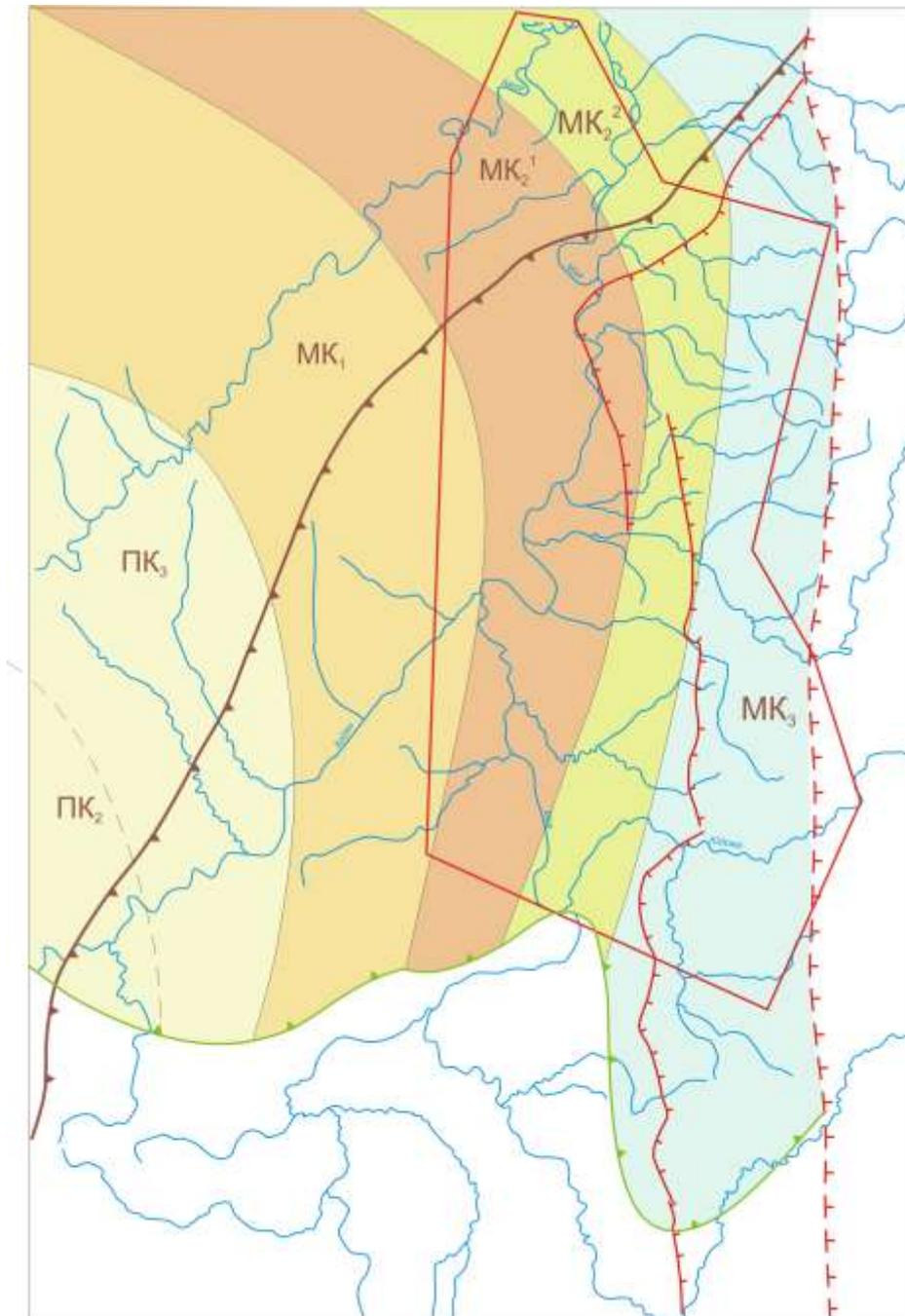


Рис. 8. Схематическая карта катагенеза органического вещества по кровле иниканской свиты нижне-среднего кембрия

Условные обозначения на см. рис. 2.

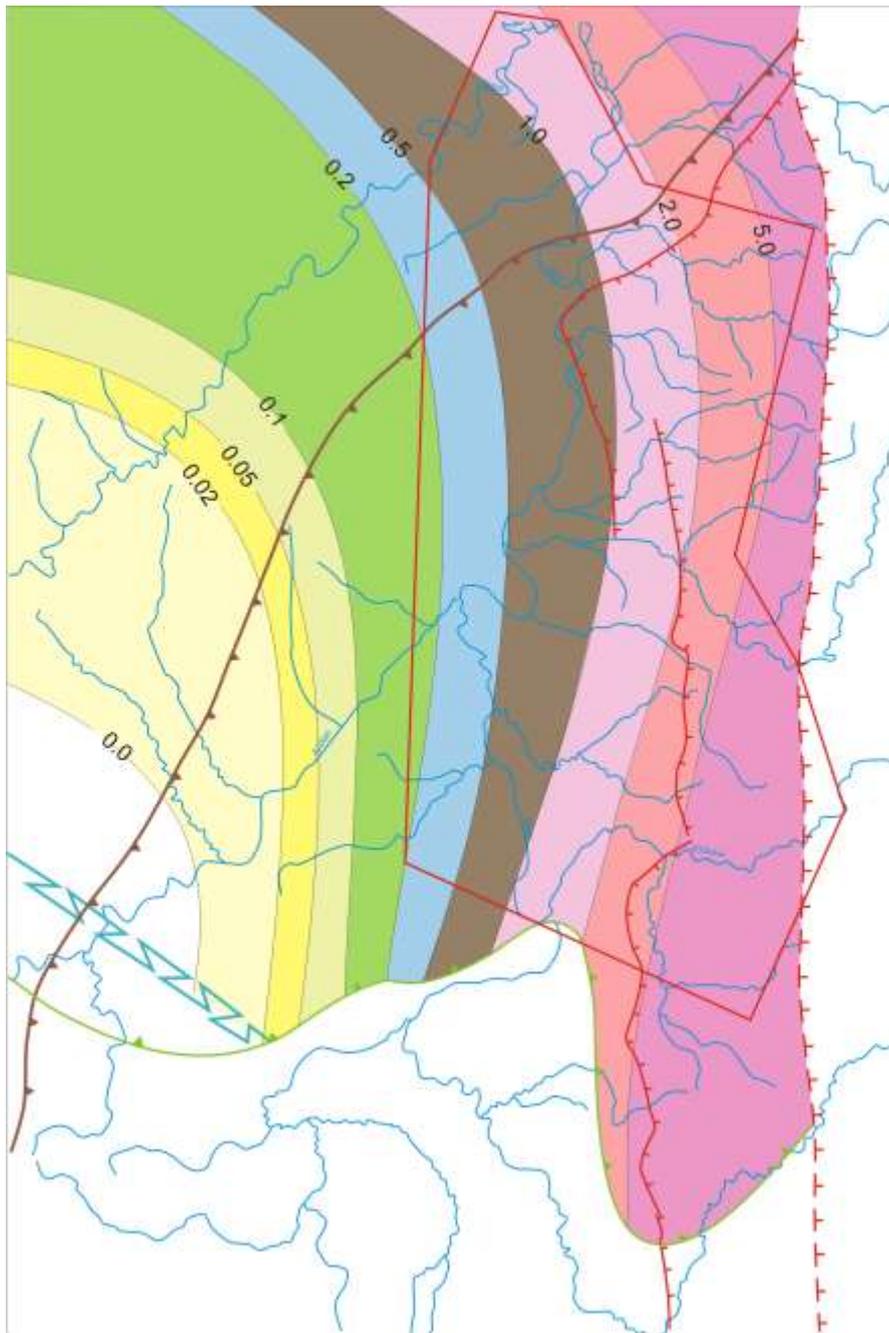


Рис. 9. Схематическая карта масштабов эмиграции нефти из нефтегазоматеринского горизонта нижнего-среднего кембрия

Условные обозначения см. на рис. 2.

В этой методике есть необходимые параметры, величины которых сугубо эмпирические и изменяются незначительно: это – трещинная пористость (0,02–0,03, в долях единицы) и остаточная («мертвая») нефтенасыщенность (0,2–0,4). «Вертикальные» потери (потери всплывания к прикровельной зоне) подсчитываются по формуле:

$$q^{\text{вспл}} = m_{\text{тр}} \cdot h \cdot \rho \cdot K_{\text{онн}} \cdot 10^6 \text{ т/км}^2,$$

где $q^{\text{вспл}}$ – удельная величина вертикальных потерь;

$m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость, доли единицы;

h – мощность толщи от НГМГ до экрана, м;

ρ – плотность нефти, т/м³;

$K_{ОНН}$ – коэффициент остаточной («мертвой») нефтенасыщенности.

В формуле латеральных потерь:

$$q^{лат} = m_p \cdot h_{пркр} \cdot \rho \cdot K_{ОНН} \cdot 10^6 \text{ т/км}^2$$

m_p – пористость резервуара в прикровельной зоне;

$h_{пркр}$ – мощность сформированной путем всплывания прикровельной зоны;

остальные параметры те же.

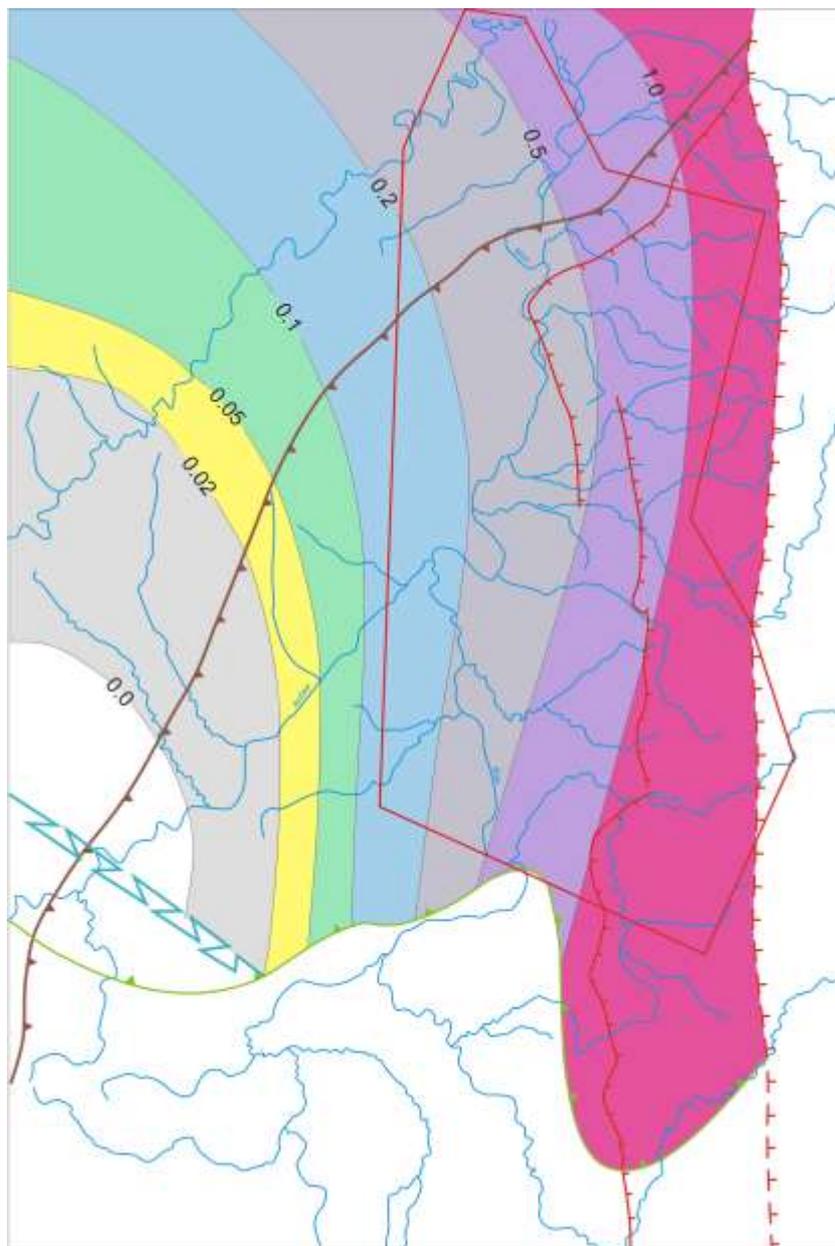


Рис. 10. Схематическая карта масштабов генерации (эмиграции) газа из нефтегазоматеринского горизонта нижнего-среднего кембрия

Условные обозначения см. на рис. 2.

Характерной чертой исследуемого региона с позиций перспектив его нефтегазоносности является практически полное отсутствие надежных экранов. Отсутствие эвапоритовых и достаточно мощных и выдержанных глинистых толщ, чрезвычайная литологическая пестрота разреза как вертикальная, так и латеральная в пределах триады: «карбонаты – аргиллиты – обломочные породы» – на таком вот фоне происходили процессы миграции и аккумуляции УВ в эпохи, когда структура региона была значительно менее нарушенной (см. палеофиль, рис. 1).

Малгинскую свиту R_2 с её НГМГ непосредственно перекрывает карбонатная ципандинская свита мощностью до 300 м и более, в кровле которой отмечается кавернозная пачка. Ципандинская свита в свою очередь перекрывается аргиллитами, алевролитами и аллитами кумахинской подсвиты нерюенской свиты R_3 , не очень надёжным, но все-таки экраном. Нефтесбор малгинской свиты с площади 36,8 тыс. км² составил 69,6 млрд. т; потери на всплывание в R_{2zp} при мощности 300 м на пути к кумахинскому экрану составили ~ 50 млрд. т, т.е. в прикровельной зоне скопилось около 20 (19,6) млрд. т нефти. Основная ЗНГН находилась на западе, в полосе выклинивания рифейских отложений, стало быть общий подъем и вектор латеральной миграции был направлен в ту же сторону. Поскольку плотности эмиграции нефти возрастали с запада на восток, то и мощность сформировавшейся прикровельной зоны в целом возрастала в том же направлении. Однако вектор латеральной миграции направлен в противоположную сторону, поэтому в её процессе происходит выравнивание мощности прикровельной зоны, сопровождаемое дополнительными потерями. Всего латеральные потери нефти (R_{2ml}) при формировании ЗНГН в зоне выклинивания соответствующих отложений рифея составили порядка 17 млрд. т (величина пористости в прикровельной зоне ципандинской свиты с учетом трещиноватости и кавернозности принималась равной 10%, т.е. 0,1 доля единицы; мощность сформированной прикровельной зоны ~ 20 м).

Итак, $69,6 - 50 - 17 = 2,6$ млрд. т.

При ненадежности кумахинского экрана не менее 1,5 млрд. т было потеряно «по пути», таким образом до ЗНГН «доползло» не более 1 млрд. т малгинской нефти.

Игниканский НГМГ перекрыт терригенной кандыкской свитой уйской серии R_3 – сначала пачкой алевролитов и аргиллитов (~ 30 м), а выше песчаниками (40–50 м), – достаточно неплохим резервуаром со средней пористостью ~ 8% (0,08). С площади нефтесбора R_{3ign} 28,3 тыс. км² «собралось» 15,1 млрд. т нефти. Потери на всплывание к экрану над кандыкским резервуаром составили 10,4 млрд. т нефти, латеральные потери при выровненной мощности прикровельной зоны 6 м – 3,3 млрд. т; $15,1 - 10,4 - 3,3 = 1,4$ млрд. т.

Около половины этой величины (или более) потерялось через малонадежный глинисто-алевролитовый экран внутри кандыкской свиты, т.е. до ЗНГН «добралось» не более 0,5 млрд. т нефти.

Итак, на этапе аккумуляции в ЗНГН оказалось порядка 1,5 млрд. т нефти, 1,8% от суммарных масштабов её рифейской эмиграции. Далее – вопросы сохранности. Современное положение залежей должно определяться диапазоном глубин 1,5–2,5 м (глубже маловероятно). При столь неспокойной истории региона, при ненадежных экранах сохранность залежей, сформированных первоначально не позднее 350–400 млн. лет назад, должно быть, не велика; можно предполагать, что от 1,5 млрд. т сохранилось не более 20%, т.е. порядка 0,3 млрд. т и это, вероятно, «верхняя планка». Может быть, порядка 50 млн. т нефти сохранилось в отложениях кембрия от более чем 200 млрд. т кембрийской эмиграции.

Что касается газа, то его сохранность в свободной форме весьма маловероятна; должно быть, он сохранился только в растворённом виде; величины газонасыщенности нефти могут составлять 30–50 м³/т. Величина средней плотности ресурсов определяется тем, какую площадь принимать за таковую перспективных земель. Если от границы выклинивания рифея до Кыллахско-Нельканского надвига и от широты СЗ поворота долины р. Алдан до широты устья р. Юдомы (~ 60 тыс. км²), то средняя плотность ресурсов нефти составляет ~ 5 тыс. т/км².

Литература

Баженова Т.К. Эволюция нефтегазообразования и нефтегазонакопления в палеозое-допалеозое Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности // Автореф. докт. дисс. СПб, 1992. - 55 с.

Коростелев В.И. Геология и тектоника Южного Верхоянья. - Новосибирск: Наука, 1982. -217 с.

Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. - СПб.: Недра, 2006. - 363 с.

Семихатов М.А., Серебряков С.Н. Сибирский гипостратотип рифея. - М.: Наука, 1983. - 223 с.

Bazhenova T.K., Margulis L.S.

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

OIL AND GAS FORMATION IN THE ALDAN-MAYA BASIN (EASTERN SIBERIA)

The basic features of the structure of the Aldan-Maya basin represented by the Riphean, Vendian and Cambrian deposits are analyzed. The upper subformation of Malka Formation of R2, Ignikan Formation (upper part of a Lokhandin series) of R3, and Inikan Formation of C1-2 are considered as petroleum source rocks. The scale of primary hydrocarbons migration and their possibly large losses due to complex geological structure of the region and repeated erosional events were counted on the basis of mapping of petroleum source deposits and calculated genetic evolution models of VNIGRI.

Keywords: *petroleum source formation, primary migration, migration hydrocarbons, Aldan-Maya basin.*

References

Bazhenova T.K. *Evolyutsiya neftegazoobrazovaniya i neftegonakopleniya v paleozoe-dopaleozoe Sibirskoy platformy i prognoz neftegonosnosti* [The evolution of oil and gas generation and accumulation in the Paleozoic-pre Paleozoic Siberian platform and forecast of oil and gas potential]. Dissertation for the degree of PhD. Saint Petersburg, 1992, 55 p.

Korostelev V.I. *Geologiya i tektonika Yuzhnogo Verkhoyan'ya* [Geology and tectonics of the South Verkhoyan]. Novosibirsk: Nauka, 1982, 217 p.

Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii [Evaluation of hydrocarbon resources potential on the basis of its generation, migration and accumulation processes modeling]. S.G. Neruchev, T.K. Bazhenova, S.V. Smirnov, O.A. Andreeva, L.I. Klimova. - Saint Petersburg: Nedra, 2006. - 363 p.

Semikhatov M.A., Serebryakov S.N. *Sibirskiy gipostatotip rifeya* [Siberian hipostratotype of the Riphean]. Moscow: Nauka, 1983. - 223 p.

© Баженова Т.К., Маргулис Л.С., 2014