

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА, ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ

УДК 553.98+(550.8.011+550.8.013)

ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НАФТИДОГЕНЕЗА  
В МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОМ ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ КАРСКОГО МОРЯ  
(бассейновое моделирование)

А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев\*, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов,  
С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева,  
В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков\*, М.Б. Скворцов\*

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

\*НК «Роснефть», 117997, Москва, Софийская набережная, 26, Россия

Выполнено компьютерное моделирование генерации, аккумуляции и диссипации углеводородов во время формирования осадочного чехла (бассейновое моделирование) Западно-Сибирской геосинеклизы в юре, мелу и кайнозое. Рассмотрены теоретические основы методов моделирования. Специально рассмотрен вопрос о моделировании генерации раннекатегенного газа. Описан алгоритм интерпретации результатов моделирования. Введены представления о стадийности формирования глинистых флюидоупоров в процессе литогенеза. Показано, что интенсивная генерация нефти в осадочном чехле началась в апте и длилась около 80 млн лет до эоцена—олигоцена включительно, генерация позднекатегенного углеводородного газа началась в валанжине и также длилась до маастрихта. Модельными вычислительными экспериментами показано, что основными источниками нефти в Южно-Карском очаге были (в порядке убывания значимости) баженовский (яновстанский), китербютский и малышевский региональные комплексы. Верхнеюрский комплекс генерировал более 60 % жидких углеводородов и гетероциклических соединений (нефть). Основными источниками генерации углеводородных газов в очаге были (в порядке убывания значимости) китербютский, малышевский, алымский и баженовский (яновстанский) региональные комплексы. Нижне- и среднеюрский комплексы генерировали около 65 % углеводородных газов. Оценены масштабы диссипации углеводородов за счет отсутствия или незрелости флюидоупоров. Оценена роль кайнозойских тектонических процессов в формировании залежей нефти и газа в бассейне.

*Генерация, миграция, аккумуляция, диссипация углеводородов, бассейновое моделирование, источники нефти, арктические нефтегазоносные области, Карское море, Западная Сибирь.*

HISTORICAL-GEOLOGICAL MODELING OF HYDROCARBON GENERATION  
IN THE MESOZOIC–CENOZOIC SEDIMENTARY BASIN OF THE KARA SEA (*basin modeling*)

A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, N.A. Malyshev, P.I. Safronov, S.A. Gus'kov, S.V. Ershov, V.A. Kazanenkov,  
N.S. Kim, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyрева, V.N. Melenevsky, V.R. Livshits, A.A. Polyakov, and M.B. Skvortsov

Numerical models are developed to predict the generation, accumulation, and escape of hydrocarbons at the time of sediment accumulation (basin modeling) in the West Siberian geosyncline during the Jurassic, Cretaceous, and Cenozoic. A theoretical framework for such computer models is presented with a special emphasis on modeling of gas generation during early catagenesis. The study provides a description of the algorithm used for interpretation of simulation results and considers the stages of formation of a shale cap rock during lithogenesis. Peak oil generation began in the Aptian and continued for about 80 Myr till Eocene–Miocene time; gas generation in the late catagenetic window took place from Valanginian to Maastrichtian. Numerical simulations show that the major oil-prone source rocks in the South Kara kitchen area were, in the decreasing order of potential, the Bazhenovo (Yanov Stan), Kiterbyut, and Malyshevka Formations. The Upper Jurassic regional rock unit generated over 60% of liquid hydrocarbons and heterocyclic compounds (oils). The major gas-prone source rocks in the area were, in the decreasing order of potential, the Kiterbyut, Malyshevka, Alym, and Bazhenovo (Yanov Stan) Formations. The Lower and Middle Jurassic regional rock units generated about 65% of hydrocarbon gases. Results are presented to quantify the amount of hydrocarbons dissipated due to either the absence or poor effectiveness of confining seals and to explore the role of Cenozoic tectonic processes in the formation of petroleum accumulations in the basin.

*Generation, migration, accumulation, dissipation of hydrocarbons, basin modeling, source rock, Arctic petroliferous areas, Kara Sea, West Siberian Basin*

## ВВЕДЕНИЕ

Одним из главных направлений геолого-разведочных работ в арктических нефтегазоносных областях России и на шельфах морей Северного Ледовитого океана в первой четверти XXI в., несомненно, будет изучение уникальной Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На континентальной части провинции — это Гыданская, Ямальская и Енисей-Хатангская нефтегазоносные области и в акватории — Южно-Карская. Геологическое изучение Южно-Карской нефтегазоносной области станет одновременно серьезным шагом в освоении шельфов западного сектора российской акватории Северного Ледовитого океана. Одним из важных условий эффективного ведения геолого-разведочных работ в этих труднодоступных, с суровыми природно-климатическими условиями региона является познание закономерностей размещения залежей нефти и газа и детальный, с дифференциацией по типам флюидов прогноз нефтегазоносности.

Настоящее исследование направлено на решение именно этой задачи. В нем выполнено численное моделирование процессов нефтидогенеза в Южно-Карском очаге генерации углеводородов (УВ) Западно-Сибирского осадочного бассейна. Оно опирается на огромную геолого-геофизическую информацию, полученную по этим регионам, в том числе в самое последнее время, на более чем полувековой опыт работы ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН (ранее ИГГ АН СССР) в этих регионах и фундаментальные основы современной осадочно-миграционной теории нефтидогенеза.

Учитывая, что до последнего времени в российской научной литературе крупных и системных современных исследований по моделированию процессов нефтегазообразования в осадочных бассейнах было крайне мало [Конторович, Трофимук, 1973; Конторович и др., 1975; Fjellanger et al., 2010; Kontorovich et al., 2011], в работе наряду с анализом конкретных результатов значительное внимание уделено методике исследований.

### ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И МЕТОДИКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОБЪЕКТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В третьей четверти XX столетия (60—70-е годы) при оценке перспектив нефтегазоносности крупных осадочных бассейнов были сформулированы и намечены пути решения следующих задач:

- диагностика и доказательство генерации и эмиграции углеводородов из конкретных осадочных толщ;

- определение форм миграции жидких и газообразных углеводородов;
- определение массы эмигрировавших жидких и газообразных углеводородов;
- определение времени эмиграции и аккумуляции углеводородов;
- определение массы аккумуляировавшихся в ловушки углеводородов;
- определение на базе полученной таким образом информации начальных ресурсов углеводородов в осадочных бассейнах.

По всем перечисленным направлениям интенсивные исследования проводились в СССР (России), Западной Европе, Северной Америке и других регионах мира. Они опирались на интенсивно развивавшуюся осадочно-миграционную теорию нефтидогенеза.

К настоящему времени в рамках этой теории усилиями российских, западно-европейских, американских, китайских и других специалистов сформирована последовательная система физико-химических моделей, удовлетворительно описывающих основные стадии и процессы нефтидогенеза [Успенский, 1954; Неручев, 1962, 1969; Трофимук, Конторович, 1965; Вассоевич, 1967; Конторович и др. 1967; Конторович, Рогозина, 1967; Конторович, 1970, 1976, 1978; Конторович, Трофимук, 1973; Трофимук и др., 1984; Kontorovich, 1984, 1991; Tissot, Welte, 1984; Applied..., 1993; Hantschel, Kauerauf, 2009; и др.].

Напомним важные для понимания дальнейшего основные положения современной теории.

Живое вещество — главный источник вещества нефти, углеводородных газов и их производных (нафтидов) посмертно фоссилизуется в осадках, ископаемых или современных. Состав исходного органического вещества в осадках и породах определяется его биологической природой (высшая наземная растительность, фитопланктон, фитобентос, бактерии и др.).

В осадках в процессе диагенеза органическое вещество подвергается глубоким биохимическим преобразованиям. Направленность процессов диагенеза определяется окислительно-восстановительной средой в осадках, их минералогическим составом, составом наддонных вод в бассейне и вод в осадках. Главным агентом диагенеза осадков являются бактерии. Перерабатывая органическое вещество, бактерии своей посмертной массой вносят существенный вклад в органическое вещество осадков. В осадках формируются основные компоненты фоссилизированного органического вещества — протокероген и битумоиды. Химическая структура протокерогена и битумоидов в значительной степени наследует химическую структуру живого вещества, в первую очередь таких его компонентов, как липиды, лигнин и

др. В морских и озерных осадках протокероген (в породах кероген) часто является продуктом полимеризации соединений, входящих в состав липидов (полимерлипиды) [Конторович и др., 1985а,б].

По природе исходного живого вещества захороненное в осадках органическое вещество делится на два крайних типа.

– Основным источником первого типа органического вещества является органическое вещество фитопланктона и бактерий, **аквагенное** (тип I, тип II в настоящей работе), планктоно- и бактериогенное. По химической структуре керогена это органическое вещество образовано в основном полимерлипидами и имеет существенно алифатический состав. Н.Б. Вассоевич называл его «алиновым» [Вассоевич, 1972]. Тип I органического вещества особо обогащен водородом и известен только в некоторых ископаемых озерных водоемах. «Классические» нефтепроизводящие толщи типа баженновской свиты содержат органическое вещество типа II.

– Основным источником второго типа органического вещества является высшая наземная растительность, **террагенное** (тип IV в настоящей работе). По химической структуре керогена это органическое вещество образовано в основном лигнином и продуктами его диагенетических преобразований и имеет существенно ароматический состав. Н.Б. Вассоевич называл его «арконовым» [Вассоевич, 1972].

– Помимо этих крайних типов выявлено большое количество геологических ситуаций, когда в осадках накапливаются в разных пропорциях оба выделенных выше генетических типа органического вещества. Это «смешанное» по генезису органическое вещество в настоящей работе обозначено как тип III.

Кероген аквагенного органического вещества на ранних стадиях катагенеза обогащен водородом (6—8 %), кероген террагенного органического вещества на ранних стадиях катагенеза содержит водород в концентрации 4—5 % [Успенский и др., 1958; Конторович и др., 1971а; Богородская и др., 2005].

В условиях окислительной среды в осадках в диагенезе протокероген террагенного органического вещества теряет водород, концентрация водорода в керогене на ранних стадиях катагенеза (протокероген) снижается до 2—4 %. Этот процесс в угольной геологии получил название фюзенизация органического вещества. Аналогичный процесс в аквагенном органическом веществе один из авторов назвал «псевдофюзенизация».

В диагенезе происходит активное внедрение в фоссилизированное органическое вещество абиогенных компонентов [Конторович и др., 1974]. В восстановительной обстановке в морских осадках в структуру битумоидов и протокерогена внедряется сера, исходным источником которой является сульфат-ион наддонных вод. В структуре порфиринов, образующихся из тетрапиролового ядра хлорофиллов, в восстановительной обстановке происходит замена иона магния на ванадил-ион, ион никеля и др.

Дальнейшие преобразования органического вещества и формирование в его составе всего комплекса компонентов, свойственных нефти, происходит в катагенезе. Главными факторами катагенеза органического вещества являются температура и давление. Преобразование органического вещества в катагенезе сопровождается образованием большого по массе количества низкомолекулярных компонентов —  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CH}_4$  и в аквагенном органическом веществе — насыщенных углеводородов  $\text{C}_2$ — $\text{C}_8$  и др. Одновременно за счет деструкции полимерлипидных молекулярных макроблоков керогена образуются высокомолекулярные углеводороды, смолы, асфальтены, и происходит рост относительной концентрации углерода в остаточной части керогена.

Преобразование органического вещества в катагенезе происходит неравномерно. При погружении пород, содержащих органическое вещество, скорость образования из него углеводородов, а также соотношение жидких и газообразных углеводородов в продуктах катагенеза органического вещества меняется в зависимости от теплового потока недр и скорости погружения [Конторович, Меленевский, 1988].

Поскольку осадок, как и осадочная порода, являются системами открытыми, они, естественно, могут получать вещество и энергию извне, в том числе из глубоких слоев земной коры или из мантии. Так, в Западной Сибири на ряде площадей (Шаимский мегавал — Семивидовское месторождение, Межовский свод — одноименное месторождение) из фундамента в чехол поступает углекислый газ, на Сибирской платформе из фундамента в чехол и в залежи углеводородов поступает гелий (изотопный состав показывает, что этот гелий коровый, а не мантийный). Катагенетические преобразования органического вещества и нефтидов происходят за счет тепловой энергии (тепловой поток), поступающей из мантии в земную кору.

По интенсивности генерации в процессе деструкции и превращений керогена в катагенезе выделяют раннекатагенную фазу (в разрезе зону) интенсивного образования углеводородных газов (метана), главную фазу (зону) нефтеобразования (в зарубежной литературе используют термин «нефтяное окно» — «oil window») позднекатагенную фазу (зону) интенсивного образования жирного конденсатного и глубже — сухого углеводородного газа [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; и др.].

Поскольку террагенное органическое вещество (тип IV) даже в пределах интервала значений отражательной способности витринита ( $R_v^o$ ) от 0.6 % до 1.0 %, который называют обычно главной зоной нефтеобразования, генерирует преимущественно газ, а не нефть, будем для общности терминологии выделять в истории катагенных преобразований органического вещества следующие этапы:

- этап I — раннекатагенный ( $0.1 < R_v^o < 0.5$ ),
- этап II — среднекатагенный ( $0.6 < R_v^o < 1.0$ ),
- этап III — позднекатагенный ( $R_v^o > 1.15$ ).

Наличие в разрезе осадочного бассейна зон интенсивного нефте- и газообразования, которым отвечают определенные термодинамические условия, и возможность выполнения палеотектонических и палеогеотермических реконструкций истории осадочных бассейнов создает теоретическую основу для реконструкции истории нефтеобразования в осадочных бассейнах. В СССР первые такие реконструкции были выполнены в конце шестидесятых — первой половине семидесятых годов [Вассоевич и др., 1970, 1971; Конторович, Трофимук, 1973; Вассоевич, Соколов, 1980; Вассоевич и др., 1980]. Такой подход получил название историко-геологические реконструкции процессов нефтеобразования. В западно-европейской и американской литературе несколько позже он получил название «бассейновое моделирование».

Геолого-геохимические представления и математический аппарат, применяемые при моделировании процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в осадочных бассейнах («бассейновое моделирование»), развиты в работах большой группы исследователей [Соколов, 1948; Успенский, 1954; Неручев, 1962, 1969; Трофимук, Конторович, 1965; Вассоевич, 1967, 1972; Конторович, 1967, 1970, 1976; Конторович, Рагозина, 1967; Лопатин, 1969; Магара, 1982; Tissot, Welte, 1984; Москвин, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Нестеров, Шпильман, 1987; Burnham, Sweeney, 1989; Sweeney, Burnham, 1990; Меленевский, 1991; Курчиков, 1992; Галушкин, 2007; и др.]. Созданы многочисленные модели, количественно описывающие как весь процесс нафтидогенеза в целом, так и его отдельные стадии. Модели этого класса с разной степенью детальности описывают кинетику химических реакций и процессы массо- и теплопереноса в осадочном чехле с учетом упругих и пластических деформаций слагающих его горных пород и возможных фазовых переходов содержащихся в них флюидов. Конечной целью такого моделирования являются оценки масштабов генерации углеводородов в основных нефтегазопроизводящих толщах (НГПТ) изучаемой территории и их аккумуляции в ловушки.

Заметим, что при оценке объемов генерации жидких и газообразных углеводородов при катагенезе органического вещества задолго до химико-кинетического подхода применялся балансовый метод. Основы балансового метода применительно к катагенезу органического вещества углей (террагенного) были разработаны В.А. Успенским [1954]. В модификации, разработанной В.А. Успенским, метод предполагает, что при катагенезе из числа углеводородных газов образуется только метан. А.Э. Конторович и Е.А. Рогозина [1967] распространили его на аквагенное органическое вещество, которое генерирует весь спектр газов  $C_1$ — $C_4$ , жидкие углеводороды, смолы и асфальтены. Оценка объемов генерации углеводородных газов и нефти в Западно-Сибирском бассейне, включая и изученную на то время его северную часть, в рамках такого подхода была выполнена несколько раз в 1967—1978 гг. [Конторович и др., 1967, 1971б, 1975, 1980; и др.]. Полагаем, что этот подход как альтернативный и независимый сохранил свое значение и в настоящее время.

Методика бассейнового моделирования достаточно подробно отражена в большом числе публикаций, в частности в [Tissot, Welte, 1984; Applied..., 1993; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009; и др.]. Поэтому в настоящем разделе статьи мы остановимся лишь на ее основных моментах и особенностях конкретной реализации в этой работе.

При моделировании в работе использованы программно-методический комплекс TEMIS (VeisipFranlab) и программно-методические средства ИНГГ СО РАН. Система TEMIS ориентирована на моделирование основных процессов, протекающих при формировании скоплений углеводородов в осадочном чехле. С помощью реализованного в системе набора программных инструментов можно с той или иной детальностью реконструировать, построить численные модели и при необходимости визуализировать структуру и историю развития осадочного чехла, становления теплового поля и поля давлений, созревания органического вещества, первичной и вторичной миграции и т.д. Базовыми параметрами при бассейновом моделировании являются: начальное содержание РОВ в НГПТ, исходная доля лабильной части РОВ, кинетические параметры лабильной части РОВ, распределение массы РОВ по площади НГПТ, температурная история НГПТ. Термическая история отложений восстанавливается на основе фактических данных об отражательной способности витринита и результатах замеров современных температур. При расчетах геологический возраст отдельных стратиграфических комплексов был принят в соответствии с утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК) России унифицированной и региональной стратиграфическими схемами юры, мела и кайнозоя Западной Сибири,

абсолютный возраст отдельных стратиграфических комплексов принимался в соответствии со стратиграфической шкалой Международной стратиграфической комиссии (ICS) 2008 г. [Gradshteyn et al., 2008].

Уточним некоторые детали моделирования процессов нефтегазообразования в арктических районах Западно-Сибирского осадочного бассейна.

**Структурно-литологическая модель** основана на стратификации осадочного чехла на синхронные, латерально неоднородные геологические тела, физические свойства которых задаются в каждой точке через присвоение ей комбинации из счетного набора базовых литотипов. Свойства последних (плотность, пористость, проницаемость, реологические законы уплотнения, теплопроводность, теплоемкость и т.д.) могут быть взяты из стандартных библиотек или определены при лабораторном исследовании образцов пород (керна) конкретного объекта. Модель дополняется информацией о перерывах в осадконакоплении, масштабах размывов, изменении глубин бассейна (палеобатиметрии) и рельефа дневной поверхности. При выполнении настоящей работы физико-химические характеристики горных пород принимались в соответствии с данными стандартных библиотек и верифицировались на материалах Западной Сибири.

**Химико-кинетические параметры органического вещества.** При моделировании было принято, что нефтегазопроизводящими в Западной Сибири являются осадочные образования, преимущественно глины и аргиллиты юры, в том числе уникально обогащенные аквагенным органическим веществом глинисто-карбонатно-кремнистые породы баженовской свиты. Нижнемеловые комплексы берриаса—апта содержат низкие концентрации органического вещества и имеют низкий уровень зрелости. Из меловых комплексов в качестве газопроизводящего был рассмотрен только апт-альб-сеноманский. Было принято, что он мог генерировать раннекатагенный газ.

Для моделирования степени и динамики преобразования РОВ необходимо знать его кинетические характеристики. По сложившимся представлениям наибольший вклад в общие объемы генерированных в осадочном чехле Западной Сибири жидких УВ внесли керогены баженовской свиты и ее аналогов. Как хорошо известно из работ авторов [Конторович, 1967, 1976; Конторович и др., 1967, 1971б, 1975; Богородская, Конторович и др., 2005], кероген баженовской свиты относится ко II типу. Этот вывод полностью подтвержден широким комплексом геохимических исследований, выполненных в ИНГГ СО РАН в последние десятилетия (см., например, [Конторович и др., 2013]). При вычислительных экспериментах принято, что верхнеюрские отложения содержат керогены II, а по периферии бассейна, в зоне развития марьяновской, яновстанской и гольчихинской свит, II и III типов.

РОВ остальных юрских и меловых комплексов имеет смешанный характер и соответствует керогенам IV, III и II типов, описанных выше. В настоящей работе в соответствии с результатами геохимических исследований было принято, что все нижнеюрские газонефтегенерирующие комплексы содержат преимущественно кероген IV типа, среднеюрские III и на части территории III и II типов, а апт-альб-сеноманский газогенерирующий комплекс содержит кероген IV типа.

Уточнение типа керогена и определение его кинетических параметров возможны на основе анализа результатов специализированных экспериментов по пиролизу РОВ или его нерастворимой части (керогена) в токе инертного газа. Прямое определение кинетических параметров требует выполнения серии пиролитических экспериментов при скоростях пиролиза, различающихся примерно на порядок. Важно иметь в виду, что для таких экспериментов необходимо использовать образцы РОВ более низкой степени преобразованности. Последнее в силу реальной геологической ситуации возможно далеко не всегда.

В настоящей работе на первой стадии вычислительных экспериментов использовались параметры керогенов, близкие к параметрам керогенов из стандартных библиотек TEMIS.

Результаты пиролитических экспериментов для образцов баженовского керогена (Пермяковская, Эниторская и др. площади) показали, что выбранная для аквагенного РОВ баженовской свиты модель керогена из стандартной библиотеки TEMIS обеспечивает удовлетворительное согласие с экспериментальными данными.

Опыт выполнения моделирования в других районах Западно-Сибирского бассейна, доступные по ним аналитические данные и результаты балансовых расчетов (см. ниже) показали необходимость внести коррекцию в используемые в стандартных библиотеках химико-кинетические характеристики керогена в двух отношениях.

Первая такая коррекция была проведена в части соотношении жидких и газообразных УВ в продуктах генерации.

По поводу второй коррекции необходимо сделать несколько замечаний. Многократно описанная и используемая во всех опубликованных ранее работах по моделированию процессов нефтегазообразования химико-кинетическая схема расчетов и исходных параметров позволяет выделить при моделировании главную фазу нефтеобразования и позднекатагенную фазу интенсивного газообразования [Вассоевич, 1967, 1972; Конторович и др., 1967, 1975; Конторович, 1976]. Однако установлено [Ермаков и др.,

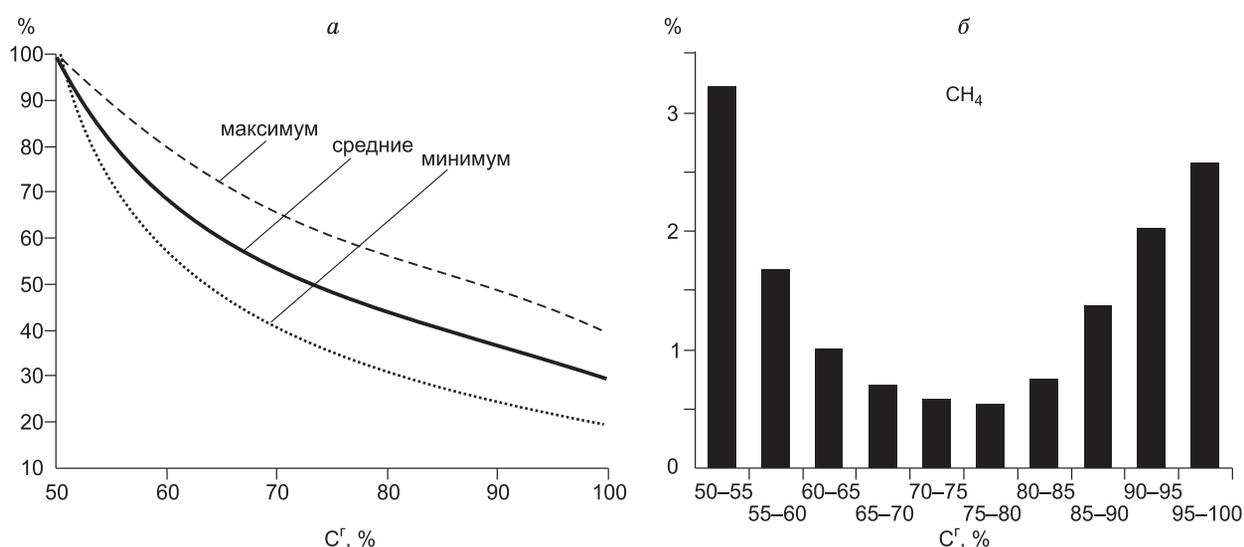
1970; Конторович и др., 1975, 1980; Schoell, 1980; Кругликов и др., 1980; Трофимук и др., 1984; Прасолов, 1990; Галимов, 1995; Вышемирский, Конторович, 1998, 1999], что в сеноманских залежах северной части Западно-Сибирской провинции присутствует метан двух генераций, позднекатагенной и раннекатагенной. Первый содержит в своем составе относительно изотопно тяжелый, а второй — изотопно легкий углерод. При принятой методике определения кинетических констант деструкции керогена установить параметры той части лабильных компонентов керогена, из которых образуется изотопно легкий метан, не удается. Как следствие, результаты моделирования не позволяют удовлетворительно объяснить наблюдаемые в природе факты.

Можно предположить, что существуют две причины такого несоответствия. 1. Для определения химико-кинетических констант керогена берутся образцы, претерпевшие в природе значительные преобразования и уже вышедшие из зоны образования раннекатагенного газа. 2. Пиролитические эксперименты не вполне адекватно описывают превращения органического вещества, по крайней мере, на ранней, а быть может, и на более поздних стадиях катагенеза.

На необходимость учета раннекатагенной генерации метана указывают и результаты балансовых расчетов по методике В.А. Успенского [1954], выполненные А.Э. Конторовичем и В.Р. Лившицом для террагенного (тип IV) органического вещества. Для балансовых расчетов был принят элементный состав керогена органического вещества на стадиях его превращения от торфа до антрацита. Было принято, что при катагенезе органического вещества этого типа образуются  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{NH}_3$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Образованием жидких углеводородов и гетероциклических соединений пренебрегли, полагая, что образующаяся масса этих соединений незначительна. Поскольку в методе В.А. Успенского используется система уравнений и неравенств, он позволяет определить количество образующихся продуктов с точностью до интервала [Конторович, Рогозина, 1967]. Результаты расчетов приведены на рис. 1. Они показывают, что из 1 т безводного органического вещества типа IV на стадии торфа после его преобразований в катагенезе образовавшийся на конечном этапе графит будет иметь от 20 до 40 % начальной массы сухого органического вещества, в среднем 30 %, т.е. 0.3 т (см. рис. 1, а). Разбив всю шкалу концентраций углерода на горючую массу керогена ( $\text{C}^f$ , %) от торфа до антрацита на интервалы по 5 % и принимая далее средние значения продуктов деструкции керогена в каждом интервале, авторы рассчитали количество метана, образующегося при катагенезе керогена типа IV. Результаты расчетов показаны на рис. 1, б, где отчетливо видно, что первый пик генерации метана происходит в раннем катагенезе ( $\text{C}^f$  от 50 до 60 %), а второй — на этапе глубинного катагенеза и при метаморфизме ( $\text{C}^f$  от 85 до 100 %).

Отсюда можно сделать вывод, что при определении распределения массы керогена по энергиям активации на основе данных пиролитических экспериментов оказываются неучтенными его массы, соответствующие низким энергиям активации.

Следует учесть следующие геологические соображения. Обычно, если над газогенерирующей толщей не образуется надежный флюидоупор, все раннекатагенные газы рассеиваются в атмосфере, происходит их диссипация. Как будет показано ниже, для юрских комплексов имела место именно такая



**Рис. 1.** Потери массы террагенного органического вещества (а). Выход массы метана генерируемой 1 т ОВ к моменту начала катагенеза на разных этапах катагенеза. Взяты 5%-е интервалы увеличения содержания углерода в органической массе (б).

ситуация. По этой причине в составе современных юрских газов нет изотопно легкого по углероду метана. В этой связи при выполнении вычислительных экспериментов в юрских нефтегазопроизводящих толщах компоненты керогенов с энергиями активации, соответствующими раннекатагенному газообразованию, не учитывались. Пренебрежение раннекатагенной генерацией газа для апт-альб-сеноманского комплекса, как было отмечено выше, недопустимо. Поэтому в энергии активации керогенов типа IV в этом комплексе такая поправка была внесена и выполнена оценка образующихся масс раннекатагенного газа.

Отметим также, что при моделировании генерации УВ при возрастании температуры и давления допускалась возможность вторичного крекинга жидких УВ. При этом принималось, что вторичный крекинг описывается одной реакцией первого порядка с энергией активации 57 кКал/моль и частотным фактором  $3 \cdot 10^{18} \text{ с}^{-1}$ .

**О величине и размерности использованных сеточных моделей.** На предварительном этапе для вычислительных экспериментов (моделирования) и калибровки были использованы сеточные модели с горизонтальным шагом 10 км, охватывающие районы Западно-Сибирского бассейна, расположенные севернее  $63^\circ$  с.ш. Полные размеры сеточных моделей составляли  $117 \times 126$  (14742 узла), из которых в границы бассейна (и, соответственно, содержащих полезную информацию) попадают 10257 узлов.

В основной стадии работ моделирование выполнялось на полигоне, охватывающем Южно-Карский очаг нефтегазообразования. Сеточные модели Карского полигона имели размер  $185 \times 136$  (25160 узлов) с шагом 4 км, из них 19282 узлов находились в пределах бассейна.

Разрез был разбит (стратифицирован) на 24 слоя (комплекса), начиная с отложений триаса и заканчивая четвертичными. Абсолютный возраст подошвы каждого слоя, в соответствии с подходом, принятым в программно-методическом комплексе TEMIS, определял моменты, для которых фиксировались промежуточные результаты моделирования.

При моделировании нефтегазообразования для объектов регионального и субрегионального масштабов до этапа вторичной миграции процессами латерального массо- и теплопереноса в первом приближении можно пренебречь. В этом случае модель объекта сводится к набору одномерных моделей в узлах сеточных моделей, каждую из которых можно рассматривать как самостоятельную виртуальную скважину. Модели такого класса часто называют мультиодномерными (Multi 1D). В их рамках возможно сопоставление результатов моделирования нефтегазообразования в разрезах реальных скважин с результатами многомерного моделирования, что существенно на этапах предварительной калибровки моделей. Отклонения в полученных результатах в этом случае связаны главным образом с интерполяцией между узлами регулярной сетки.

С другой стороны, возможность представления результатов моделирования в произвольной точке объекта в любой момент времени (по крайней мере, с точностью до результатов интерполяции) позволяет говорить об используемых моделях как о четырехмерных ( $4D = 3D + T$ ), содержащих три пространственные и одну временную координату и представляющих динамику процессов нефтегазообразования.

**Термобарическая модель осадочного чехла** включает модели распределения поровых давлений, пластовых температур, тепловых и флюидных потоков. Она базируется на структурно-литологической модели и дополняется моделями подстилающего основания (кора и верхняя мантия) и распределения радиоактивных источников в чехле и основании.

Подсистема, описывающая образование УВ, позволяет моделировать процессы образования УВ из рассеянного органического вещества (РОВ), включая их вторичное преобразование в НГПТ и с учетом элементного, отчасти группового и фазового состава продуктов, первичную миграцию УВ из НГПТ в коллекторы и вторичную миграцию.

На первой стадии исследований было выполнено моделирование истории развития осадочного чехла северных районов Западно-Сибирского бассейна. Целью этапа являлось уточнение региональной схемы эффективного глубинного теплового потока, оценка степени преобразованности (коэффициент трансформации) РОВ различного типа в основных генерирующих комплексах юры и мела и оценка динамики уплотнения основных региональных глинистых флюидоупоров юры и мела (кузнецовская, ханты-мансийская, кошайская, баженовская свиты и их возрастные аналоги). Данные по эффективному глубинному тепловому потоку использовались (с корректировкой и уточнениями) при дальнейшем моделировании генерации в разрезах отдельных скважин. Коэффициенты трансформации РОВ были использованы при оценке начальных содержаний РОВ и  $C_{\text{орг}}$  в генерирующих комплексах. Сведения о времени и стадиях уплотнения глинистых флюидоупоров использовались при выделении нефтегазовых систем и сопоставлении времени уплотнения флюидоупоров и времен реализации основных фаз генерации УВ. Учитывая региональный характер оценок, для исходных и генерируемых численных сеточных моделей был выбран шаг 10 км.

Калибровка температурной истории отложений была выполнена с учетом эмпирических данных о распределении по площади и в разрезе отражательной способности витринита [Фомин и др., 2001; Конторович и др., 2009; Фомин, 2012]. Отражательная способность витринита — природного максимально-

го термометра, наиболее удобна для калибровки тепловой истории отложений, так как отражает кумулятивный эффект воздействия температур на РОВ. В то же время современные температуры осадочного чехла существенно более изменчивы и подвержены влиянию как локальных, так и быстро меняющихся региональных факторов. По этой причине карта современных температур в кровле юрского комплекса использовалась только для контроля полученных результатов.

Подход с использованием для калибровки температурной истории осадков постоянного эффективного теплового потока на какой-либо глубинной границе удобен с двух точек зрения. Во-первых, он существенно упрощает калибровку (варьируется только одно значение) и позволяет элиминировать естественную неопределенность данных о строении, свойствах и истории развития мантии, коры и осадочного чехла. Во-вторых, он дает адекватную картину истории становления температурного поля в осадочном чехле, определяемую историей осадконакопления, батиметрией, выделением радиогенного тепла и изменением среднегодовых поверхностных температур, литологией отдельных комплексов и теплопетрофизическими свойствами пород. В рамках такого подхода оказалось возможным достаточно точно воспроизведение современного поля температур и степени трансформации РОВ в осадках.

По итерационной процедуре, сходной с известным методом Ньютона, в результате многовариантных вычислительных экспериментов была получена сеточная модель эффективного теплового потока через нижнюю границу верхней мантии. Полученная модель распределения тепловых потоков, приводит к удовлетворительному соответствию исходных и расчетных схем распределения отражательной способности витринита и температур в кровле юрского комплекса. В подавляющем большинстве случаев отклонение фактических значений от расчетных не превышает 5 %.

**Исходные концентрации  $C_{орг}$  в генерирующих комплексах к началу главной фазы нефтеобразования (средний катагенез).** Полученные оценки коэффициентов трансформации РОВ позволили (со сделанными относительно раннекатагенного газа оговорками) восстановить исходные концентрации  $C_{орг}$  в генерирующих комплексах к началу главной фазы нефтеобразования (средний катагенез). Исходные содержания  $C_{орг}$  на начало среднего катагенеза для РОВ различных типов в глинах и аргиллитах генерирующих комплексов юры и мела (апт-альб-сеноман) использовались в дальнейших расчетах.

**Одномерное моделирование истории осадконакопления и генерации углеводородов** было использовано для настройки и верификации моделей на территории значительно большей, чем Южно-Карский очаг нефтегазообразования. Для таких вычислительных экспериментов было выбрано 18 скважин (рис. 2). Для них были уточнены оценки глубинного теплового потока. В тех случаях, когда для разреза скважины имелась информация по отражательной способности витринита (Западно-Тамбейская-80, Новолунная-22, Пеляткинская-15, Тота-Яхинская-25, Тюменская СГ-6, Штормовая-122), исходное значение глубинного теплового потока корректировалось до достижения приемлемого соответствия между расчетными и фактическими значениями отражательной способности витринита. Значения современных температур использовались для контроля полученных результатов. Для скважин (Восточно-Бованенковская-11, Медвежья-1001, Туколандо-Вадинская-320, Харасовейская-103), в которых, помимо отражательной способности, была известна пиролитическая характеристика РОВ (температура максимума выхода продуктов пиролиза), она также учитывалась для контроля результатов калибровки.

При одномерном моделировании генерации углеводородов были учтены результаты предварительного моделирования (оценки эффективного глубинного теплового потока и начальных концентраций  $C_{орг}$ ), и выбранные кинетические характеристики керогенов использовались при моделировании образования УВ генерирующими комплексами в разрезах реальных скважин.

Для расчетов отражательной способности витринита применялись используемые в программно-методическом комплексе TEMIS модели — упрощенная [Sweeney, Burnham, 1990] и кинетическая, учитывающая химический состав витринита [Durand et al., 1986]. Модели дают сопоставимые результаты в широком диапазоне условий.

После этого в предварительную оценку эффективного глубинного потока были внесены уточнения в соответствии с результатами калибровки по конкретным скважинам.

Для выполнения компьютерного моделирования истории формирования северных и арктических регионов Западно-Сибирского осадочного бассейна и процессов генерации углеводородов в нем необходима огромная информация. Эта задаваемая изначально геолого-геофизическая информация, включающая результаты выполненных на самом современном уровне сейсмогеологических, стратиграфических, структурно-тектонических, литологических, петрофизических, геохимических, гидрогеологических, геотемпературных и др. исследований, была подготовлена большой группой специалистов разных профилей, работающих в ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН. Описывать ее в настоящей работе нет необходимости и возможности. Приведем лишь тектоническую карту осадочного чехла северо-западной части Западно-Сибирского осадочного бассейна (п-ов Ямал и южная часть акватории Карского моря) (рис. 3), что необходимо для понимания разделов, в которых описана история генерации нефти и газа.

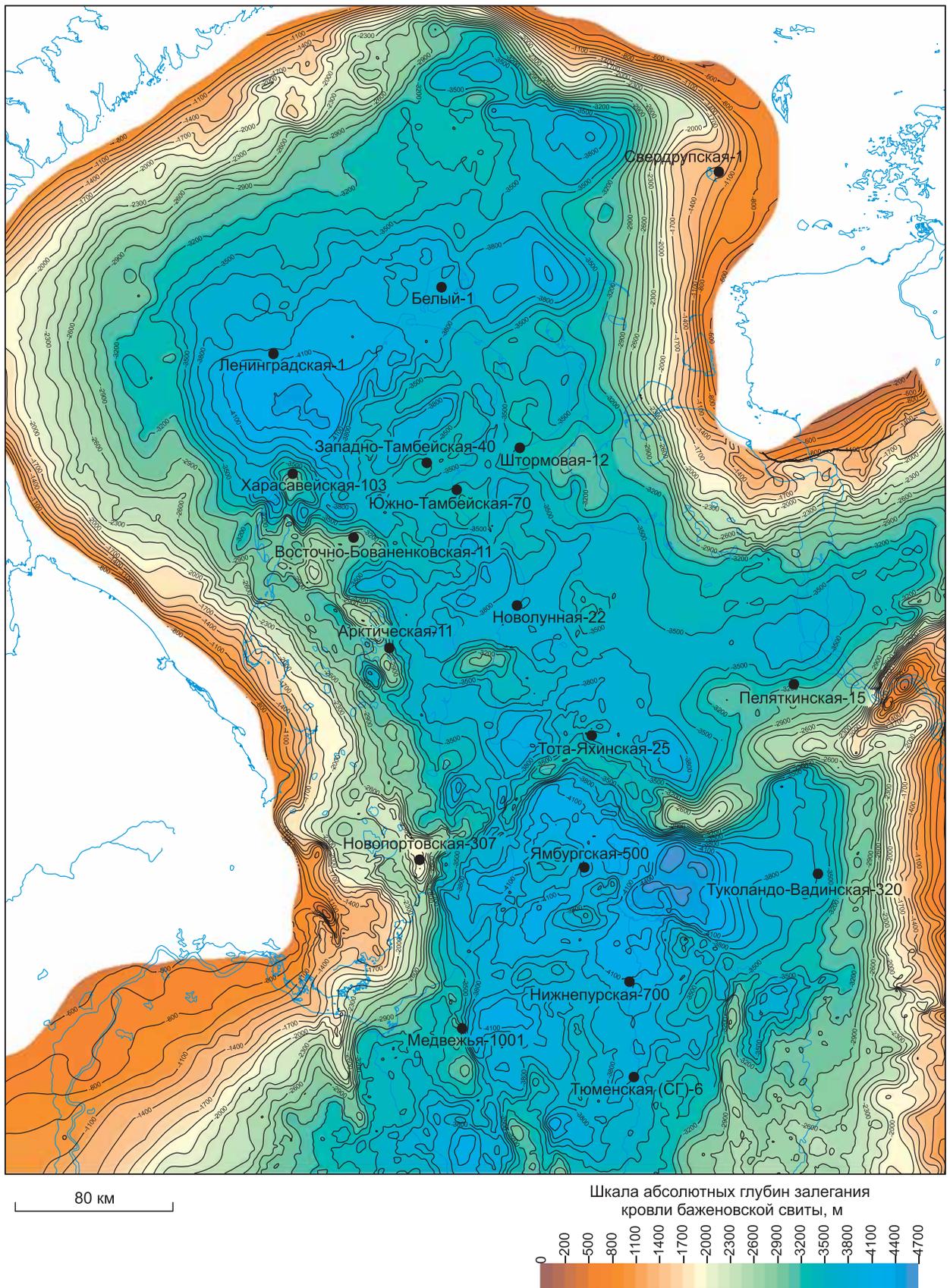


Рис. 2. Схема размещения пробуренных скважин, используемых при моделировании.

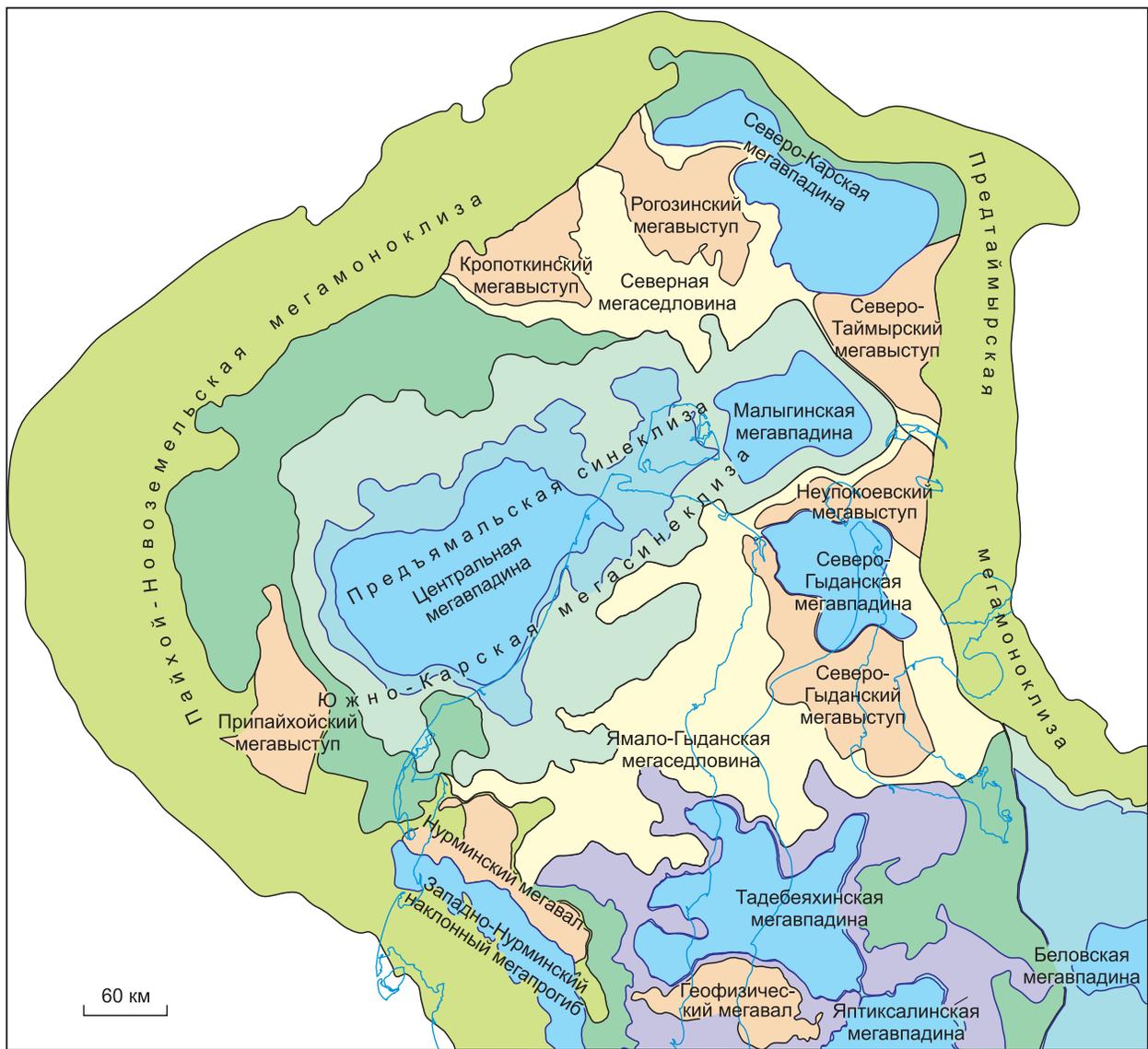


Рис. 3. Тектоническая карта осадочного чехла северо-западной части Западно-Сибирского осадочного бассейна (п-ов Ямал и акватория Карского моря).

### ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

**Одномерное моделирование.** Выше было отмечено, что описание во времени процессов генерации и аккумуляции углеводородов в узлах сети, для которых выполняются модельные расчеты, можно рассматривать как одномерное моделирование, а вертикальные линии (разрезы в узлах сеточной модели) как виртуальные скважины.

Продемонстрируем результаты такого одномерного моделирования на примере разреза Тюменской сверхглубокой скважины № 6.

Тюменская сверхглубокая скважина № 6 (СГ-6) пробурена на южном борту Большехетской мегасинеклизы (см. рис. 2). Скважина вскрыла разрез до глубины 7502 м и остановлена в отложениях перми. Подошва мезозойского-кайнозойского осадочного чехла проведена на глубине 6250 м.

История погружения отдельных стратиграфических комплексов в разрезе скважины в мезозое и кайнозое с учетом уплотнения глинистых и песчано-алевритовых пород показана на рис. 4 и 5.

Из рис. 4 видно, что основание юрского комплекса погрузилось на глубину 2000 м 165.4 млн лет тому назад в бате, 3000 м 138.6 млн лет тому назад в валанжине, 4000 м 113.5 млн лет тому назад в апте и 5000 м 70.6 млн лет тому назад в кампане. Кровля юрского комплекса погрузилась на глубину 2000 м 115 млн лет тому назад в апте, 3000 м 76.1 млн лет тому назад в кампане, 4000 м 32.8 млн лет тому назад в раннем олигоцене. Основание апта погрузилось на глубину 2000 м 49.5 млн лет тому назад в начале эоцена.

Соответственно, в основании юрского комплекса температуры 50 °С породы достигли 174.5 млн лет тому назад уже в аалене, 100 °С — 136.0 млн лет назад в готериве, 150 °С 76.1 млн лет тому назад в кампане. Породы в верхней части юрского комплекса температуры 50 °С породы достигли 136.0 млн лет тому назад уже в готериве, 100 °С — 78.9 млн лет назад в кампане. Максимальная температура их нагрева имела место в олигоцене и не превышала 180 °С. Породы в основании апта температуры 50 °С достигли 90.2 млн лет тому назад в туроне. Породы в верхней части сеномана температуры 50 °С достигли 63.6 млн лет тому назад в палеогене. Максимальная температура их нагрева имела место в олигоцене и не превышала 90 °С.

Аналогичные данные можно привести (см. рис. 5) относительно времени достижения витринитом в основных генерирующих комплексах значений 0.6, 1.0, 1.3 и 2.0 %. Выбор этих значений отражательной способности витринита в качестве контрольных отвечает верхней (0.6 %) и нижней (1.0 %) границам главной зоны нефтеобразования (среднекатагенный этап), а также верхним границам зоны образования жирного конденсатного газа (1.3 %) и зоны позднекатагенного образования сухого (метанового) газа (2.0 %) (позднекатагенный этап).

На основе принятой модели были оценены удельные (на грамм сухой породы) масштабы генерации жидких и газообразных УВ и изменение во времени скорости генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом разных типов в основных нефтегазогенерирующих комплексах разреза скв. Тюменская СГ-6.

В нижней юре главная фаза нефтеобразования (этап II — среднекатагенный) была реализована в раннем мелу. Она началась около 128.2 млн лет тому назад в середине раннего мела (баррем) и закончилась около 49.5 млн лет тому назад в раннем эоцене. Фаза интенсивного позднекатагенного образования в начале конденсатного, а затем сухого, метанового газа в нижней юре протекала позднее, в период от 65 млн лет (дат, начало палеоцена). Из этой зоны на настоящий момент геологической истории отложения комплекса не вышли. Нижнеюрский комплекс в районе скв. Тюменская СГ-6 в главной зоне нефтеобразования генерировал на каждом км<sup>2</sup> 155.4 тыс. т нефтяных соединений (жидкие углеводороды, смолы, асфальтены) и 1430 тыс. т (1986.1 млн м<sup>3</sup>) метана.

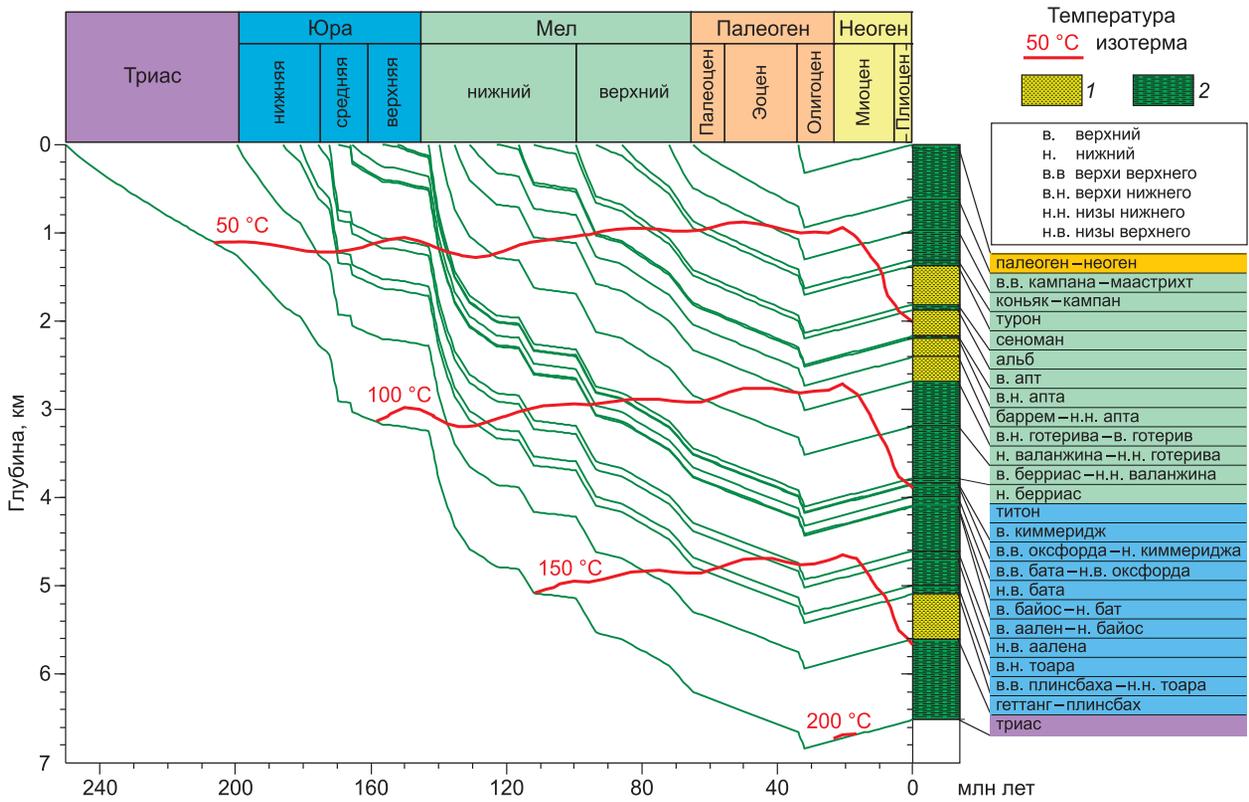
В глубинной зоне газообразования этот же комплекс генерировал на каждом км<sup>2</sup> ничтожное количество нефтяных соединений (жидкие углеводороды, смолы, асфальтены) и 1049.7 тыс. т (1457.9 млн м<sup>3</sup>) метана.

В органическом веществе средней юры главная фаза нефтеобразования (этап II) началась около 96 млн лет тому назад (сеноман). Комплекс находится в главной зоне нефтеобразования и в настоящее время (см. рис. 4, 5). Органическое вещество типа II в этом комплексе генерировало на каждом км<sup>2</sup> 401.2 тыс. т нефтяных соединений (жидкие углеводороды, смолы, асфальтены), а типа III (смешанное ОВ) — 1386 тыс. т соответственно. Объемы генерации газа в этом комплексе равны для органического вещества II типа 118.1 тыс. т (164.0 млн м<sup>3</sup>), III типа — 507.8 тыс. т (705.3 млн м<sup>3</sup>).

Фаза интенсивного позднекатагенного образования конденсатного и сухого метанового газа (этап III) в средней юре места не имела.

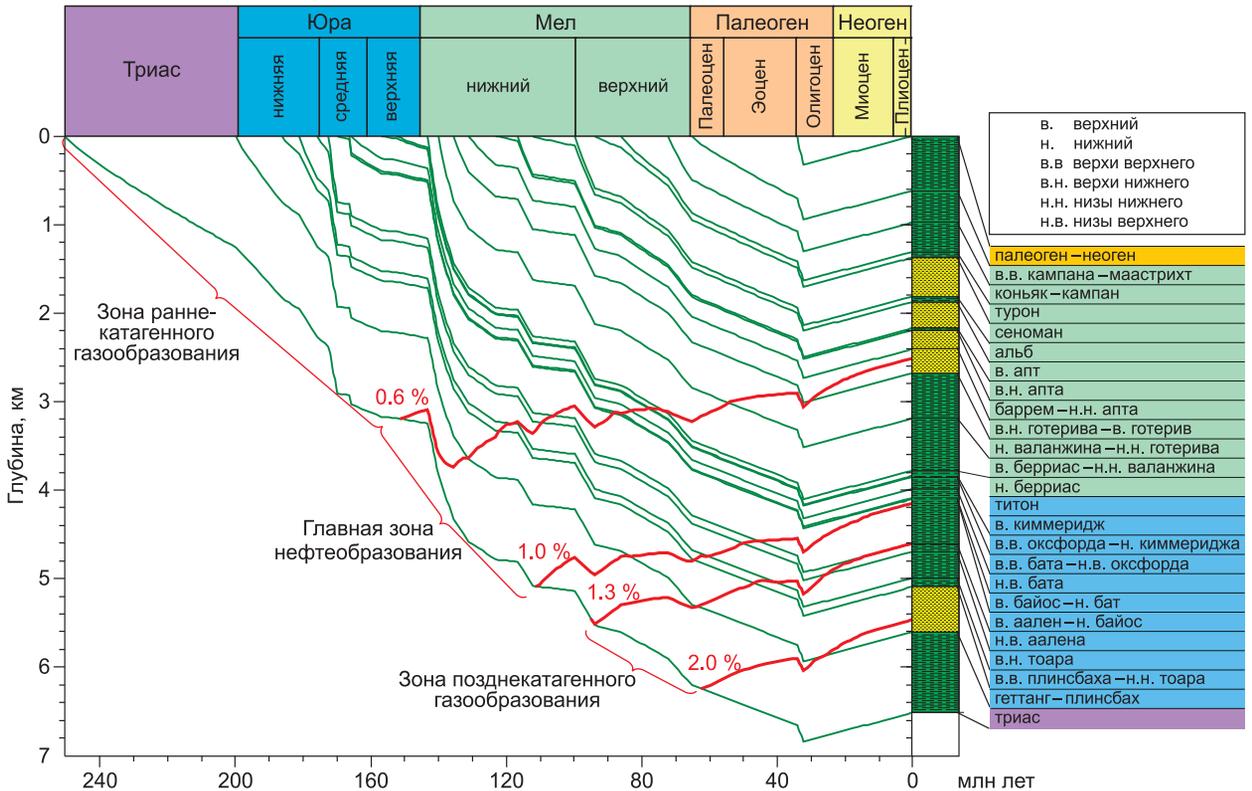
В верхней юре в баженовской свите главная фаза нефтеобразования началась в кампане, 78.9 млн лет тому назад (см. рис. 5). В зону глубинного (позднекатагенного) образования конденсатного газа этот комплекс не погружался. Органическое вещество в этом комплексе генерировало на каждом км<sup>2</sup> 2364 тыс. т нефтяных соединений (жидкие углеводороды, смолы, асфальтены). Объемы генерации газа в этом комплексе равны 527.4 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Как было отмечено выше, углеводородный газ — метан раннекатагенной стадии генерации, который генерировали юрские комплексы, рассеялся и в настоящее время его следы в залежах не фиксируются, что видно по изотопному составу углерода. Иная ситуация имеет место в апт—альбских и, особенно, в сеноманских комплексах. В этих комплексах в залежах присутствует изотопно легкий метан, что указывает на наличие в нем не только глубинного, но и раннекатагенного газа [Вышемирский, Конторович, 1998, 1999]. Поэтому для этого комплекса была выполнена оценка объемов генерации углеводоро-



**Рис. 4. История погружения осадочных комплексов в разрезе скв. Тюменская СГ-6 и времени достижения этими комплексами температур 50, 100, 150, 200 °С.**

Отложения: 1 — с преобладанием песков, 2 — с преобладанием глин и аргиллитов.



**Рис. 5. История погружения осадочных комплексов в разрезе скв. Тюменская СГ-6 и времени достижения этими комплексами значений отражательной способности витринита 0,6, 1,0, 1,3, 2,0 %.**

Усл. обозн. см. на рис. 4.

дов в раннем катагенезе. В органическом веществе типа IV фаза интенсивного раннекатагенного газообразования началась в начале палеогена, 63.6 млн лет тому назад (ранний палеоцен). Она продолжается и в настоящее время (см. рис. 5). Суммарно органическое вещество апта-альба-сеномана генерировало на каждом км<sup>2</sup> 1030.9 тыс. т (1431.8 млн м<sup>3</sup>) метана на 1 км<sup>2</sup>.

Изменение скорости генерации жидких и газообразных углеводородов суммарно во всех комплексах осадочного чехла в районе скв. Тюменская СГ-6 показано на рис. 6. Видно, что максимальные скорости генерации газообразных углеводородов в районе скв. Тюменская СГ-6 имели место в период со второй половины позднего мела (конец кампана—маастрихт) до начала миоцена. Максимальные скорости генерации жидких углеводородов имели место в раннем эоцене.

Завершая характеристику истории и объемов генерации углеводородов в районе скв. Тюменская СГ-6 сделаем еще одно пояснение. Говоря о масштабах генерации жидких и газообразных углеводородов в этой работе, мы характеризуем не генерационный потенциал единицы массы органического вещества определенного типа, а всех пород в конкретном комплексе на площади 1 км<sup>2</sup> в районе скважины. Эта величина зависит не только от генерационного потенциала единицы массы органического вещества, но также от мощности комплекса, доли глин и аргиллитов в нем, концентрации органического вещества, роли органического вещества определенного типа в общей его массе, степени катагенетической превращенности (зрелости) органического вещества. Значит, рассматриваемые оценки являются интегральными.

**4D моделирование.** Одномерный анализ истории генерации углеводородов в каждом из рассматриваемых осадочных комплексов во всех узлах решетки (виртуальных скважинах) по схеме проиллюстрированной выше на примере Тюменской скв. СГ-6 позволил построить 4D модель генерации углеводородов в Южно-Карском очаге нефтегазообразования. Ниже дано ее описание.

Отложения основания *нижнеюрского нефтегазогенерирующего комплекса* в пределах Южно-Карской мегавпадины залегают на глубинах от 5000 до 7400 м. На восточном склоне Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы комплекс залегают на глубинах от 1600 до 4000 м (рис. 7).

При моделировании нижнеюрский комплекс по вещественному составу пород, содержанию и генезису рассеянного в них органического вещества был разделен на два — зимний (геттанг-плинсбах) и китербютский (верхи верхнего плинсбаха — низы нижнего тоара). Верхи среднего тоара при моделировании были объединены со среднеюрским комплексом.

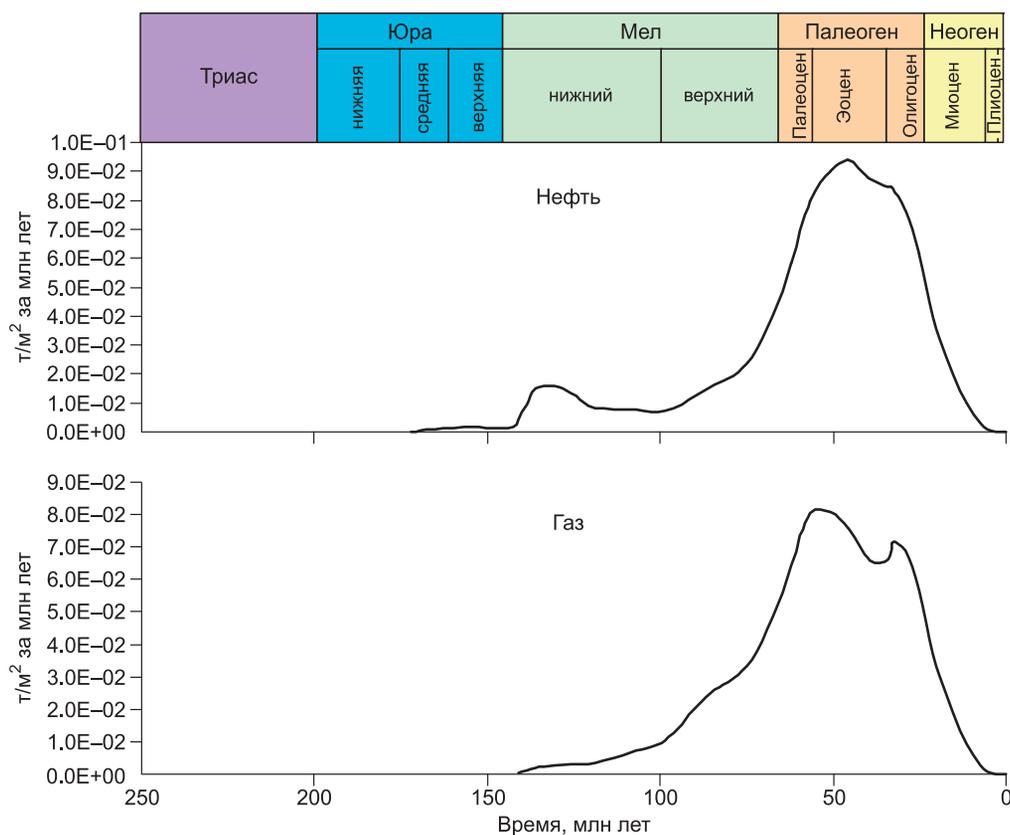
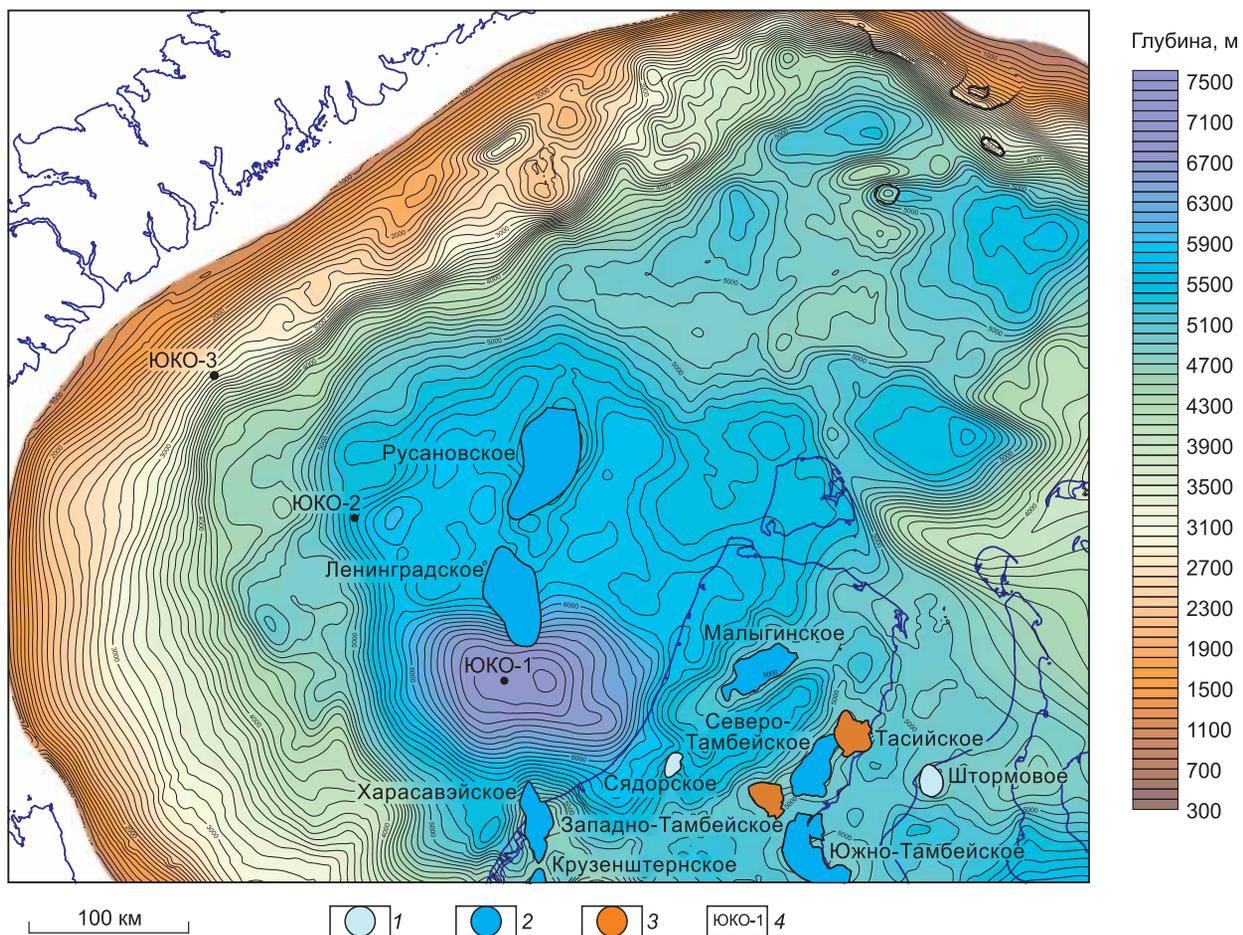


Рис. 6. Скорость генерации жидких и газообразных углеводородов в нефтегазоматеринских комплексах скв. Тюменская СГ-6.



**Рис. 7. Современный структурный план Южно-Карского очага нефтегазообразования по подошве юры.**

1—3 — месторождения: 1 — газовое, 2 — газоконденсатное, 3 — нефтегазоконденсатное; 4 — виртуальные скважины.

В главную зону нефтеобразования породы основания комплекса (зимний горизонт) начали погружаться в Южно-Карской мегасинеклизе 170—160 млн лет тому назад в средней юре, байосе—бате (рис. 8, а). Завершился этот процесс на территории Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы в конце палеогена—начале неогена, 30—10 млн лет тому назад.

Выход осадочных пород основания нижнеюрского комплекса из главной зоны нефтеобразования начался в Южно-Карской мегасинеклизе в конце готерива—барреме, 130 млн лет тому назад. На территории восточного склона Пайхой-Новоземельской мегамоноклинали этот процесс завершился в конце палеогена — начале неогена 30—10 млн лет тому назад (см. рис. 8, б).

Породы верхней части нижнеюрского комплекса (китербютский горизонт) в главную зону нефтеобразования начали погружаться в Южно-Карской мегасинеклизе 150—130 млн лет тому назад в середине ранней юры (титон) и раннем мелу (берриас—валанжин) (рис. 9, а). Завершился этот процесс на территории Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы в среднем палеогене — начале неогена 40—10 млн лет тому назад.

Выход осадочных пород верхней части нижнеюрского комплекса из главной зоны нефтеобразования в Южно-Карской мегасинеклизе начался в берриасе и валанжине 130—120 млн лет тому назад. На восточном склоне Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы этот процесс завершился в конце палеогена—начале неогена 30—10 млн лет тому назад (см. рис. 9, б).

Фазу позднекатагенного газообразования отложения нижнеюрского комплекса в Южно-Карской мегасинеклизе прошли в период от 130 до 60 млн лет тому назад в раннем и позднем мелу (рис. 10). На территории Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы позднекатагенная фаза интенсивной генерации газа в нижнеюрском комплексе в значительных масштабах места не имела.

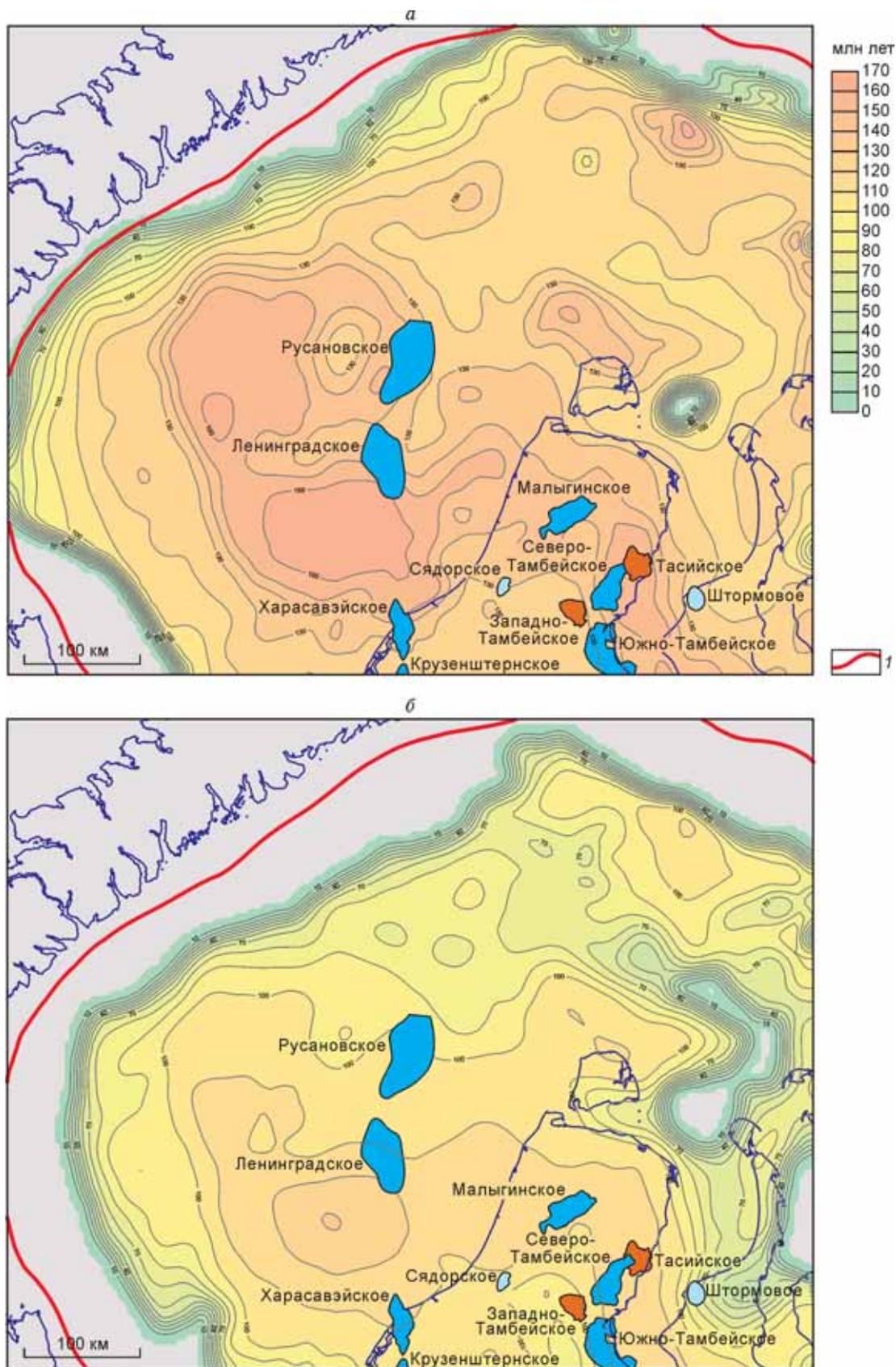


Рис. 8. Схематические карты времени входа ( $R_v^0 = 0.60$ ) (а) и времени выхода ( $R_v^0 = 1.0$ ) (б) зимнего горизонта из главной зоны нефтеобразования в Южно-Карском очаге.

*l* — граница распространения отложений.

Органическое вещество зимнего горизонта является террагенным (тип IV), кумулятивная плотность генерации жидких углеводородов в нем незначительна. Что касается газообразных углеводородов, то в пределах Харасавэйского куполовидного поднятия она достигала 50—100 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. В пределах всей площади нефте- и газогенерации зимний горизонт генерировал кумулятивно незначительное количество жидких и газообразных УВ. Максимальная кумулятивная (на всей площади нефтегазогенерации) скорость генерации жидких УВ в комплексе имела место в раннем мелу и была равна 0.6 млн т/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Максимальная кумулятивная скорость генерации газообразных УВ в комплексе имела место в барреме 123—130 млн лет тому назад (раннекатагенный газ) и была равна 3.3 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет.

В китербютском горизонте преобладает органическое вещество типа III, т.е. в нем в составе фоссилизированного органического вещества значительна концентрация аквагенного материала. Это обстоятельство коренным образом изменило баланс генерации углеводородов китербютским горизонтом в сравнении с зимним. Кумулятивная плотность генерации жидких углеводородов в нем в пределах Южно-Карской мегавпадины превышает 3000 тыс. т/км<sup>2</sup> (рис. 11, а). Что касается газообразных углеводородов, то в Южно-Карской мегавпадине она достигает 6000—8400 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (см. рис. 11, б). На всей площади нефте- и газогенерации китербютский комплекс генерировал кумулятивно 214.2 млрд т жидких и 495.2 трлн м<sup>3</sup> газообразных УВ.

Максимальная кумулятивная (на всей площади нефтегазогенерации) скорость генерации жидких УВ в комплексе имела место в альбе и была равна 30—35 млн т/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Максимальная кумулятивная скорость генерации газообразных УВ в комплексе имела место в конце бата—оксфорде 165—155 млн лет тому назад (раннекатагенный газ) и достигала в пике 74 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Пик генерации позднекатагенного газа имел место 130—120 млн лет тому назад в барреме—апте. Его интенсивность была равна 50—70 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет.

Отложения основания *среднеюрского нефтегазогенерирующего комплекса* залегают в пределах Южно-Карской мегасинеклизы на глубинах от 4000 до 6000 м. На восточном склоне Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы комплекс залегает на глубинах от 1000 до 3600 м (рис. 12).

При моделировании среднеюрский комплекс по вещественному составу пород, содержанию и генезису рассеянного в них органического вещества был разделен, как и нижнеюрский, на два — лайдинский (верхняя часть нижнего тоара—нижняя часть верхнего аалена) и мальшевский (верхи аалена-байос — нижняя часть верхнего бата).

В главную зону нефтеобразования породы основания комплекса (лайдинский горизонт) начали погружаться в Южно-Карской мегасинеклизе 130 млн лет тому назад в конце готерива—начале баррема (рис. 13, а). Завершился этот процесс на территории восточного склона Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы в конце палеогена—начале неогена 30—10 млн лет тому назад.

Выход осадочных пород основания среднеюрского комплекса из главной зоны нефтеобразования начался в альбе в Южно-Карской мегасинеклизе 110—100 млн лет тому назад. На территории Северо-Карской мегавпадины этот процесс закончился в конце палеогена — начале неогена 30—10 млн лет тому назад (см. рис. 13, б).

Породы верхней части среднеюрского комплекса (мальшевский горизонт) в главную зону нефтеобразования в Южно-Карской мегасинеклизе начали погружаться 120—110 млн лет тому назад в барреме—начале апта (рис. 14, а). Завершился этот процесс на территории Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы в конце палеогена—начале неогена 30—10 млн лет тому назад.

Выход осадочных пород верхней части среднеюрского комплекса из главной зоны нефтеобразования начался в Южно-Карской мегасинеклизе в апте—туроне 100—90 млн лет тому назад. В Северо-Карской мегавпадине этот процесс имел место в конце палеогена—начале неогена 30—10 млн лет тому назад (см. рис. 14, б).

Фазу позднекатагенного газообразования отложения среднеюрского комплекса в наиболее погруженной части Южно-Карской мегасинеклизы прошли в период от 100 до 60 млн лет тому назад в позднем мелу и палеоцене (рис. 15). На значительной части территории Южно-Карской мегасинеклизы породы из этой фазы не вышли. На значительной территории Северо-Карской мегавпадины среднеюрский комплекс в позднекатагенную зону интенсивного газообразования не погружался.

На рис. 16, 17 показана кумулятивная (с момента начала генерации до настоящего времени) плотность генерации жидких и газообразных углеводородов лайдинским и мальшевским горизонтами.

Органическое вещество лайдинского горизонта представлено только типом IV. В связи с этим кумулятивная плотность генерации жидких углеводородов в нем незначительна (см. рис. 16, а). Кумулятивная плотность генерации газообразных углеводородов в пределах Южно-Карской мегасинеклизы достигает 2000—2400 тыс. т/км<sup>2</sup> (см. рис. 16, б). На всей площади нефте- и газогенерации кумулятивно лайдинский горизонт генерировал 7172 млн т жидких и 124.7 трлн м<sup>3</sup> газообразных УВ.

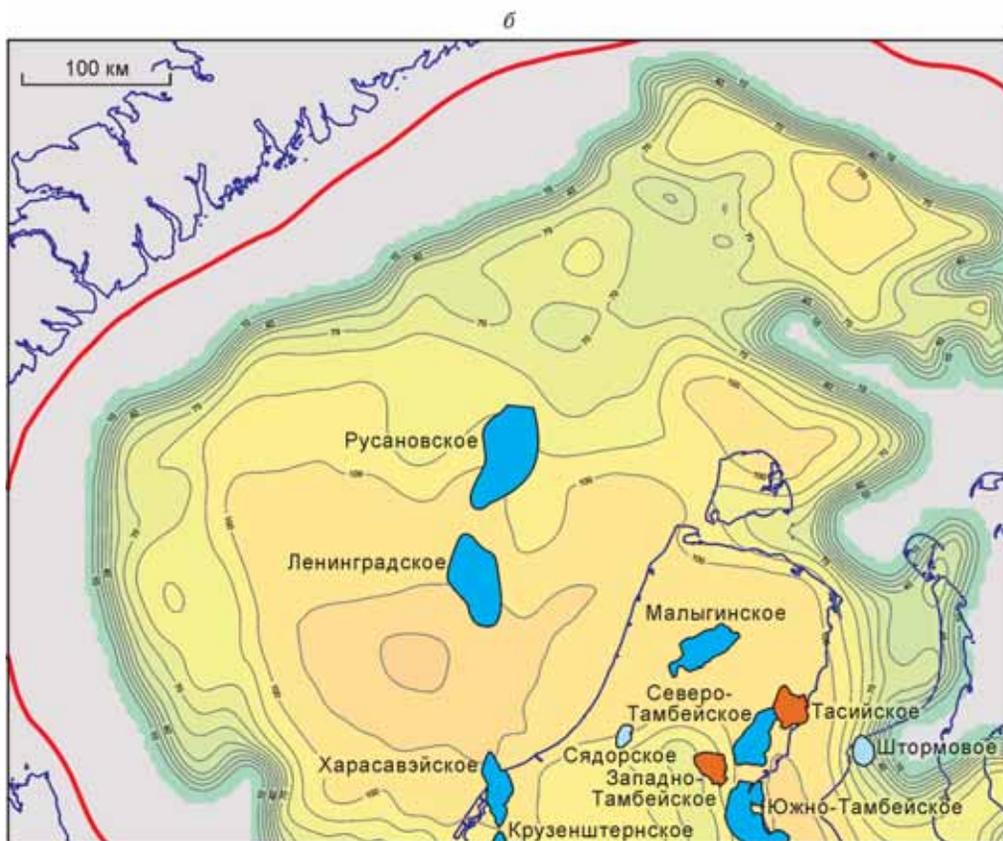
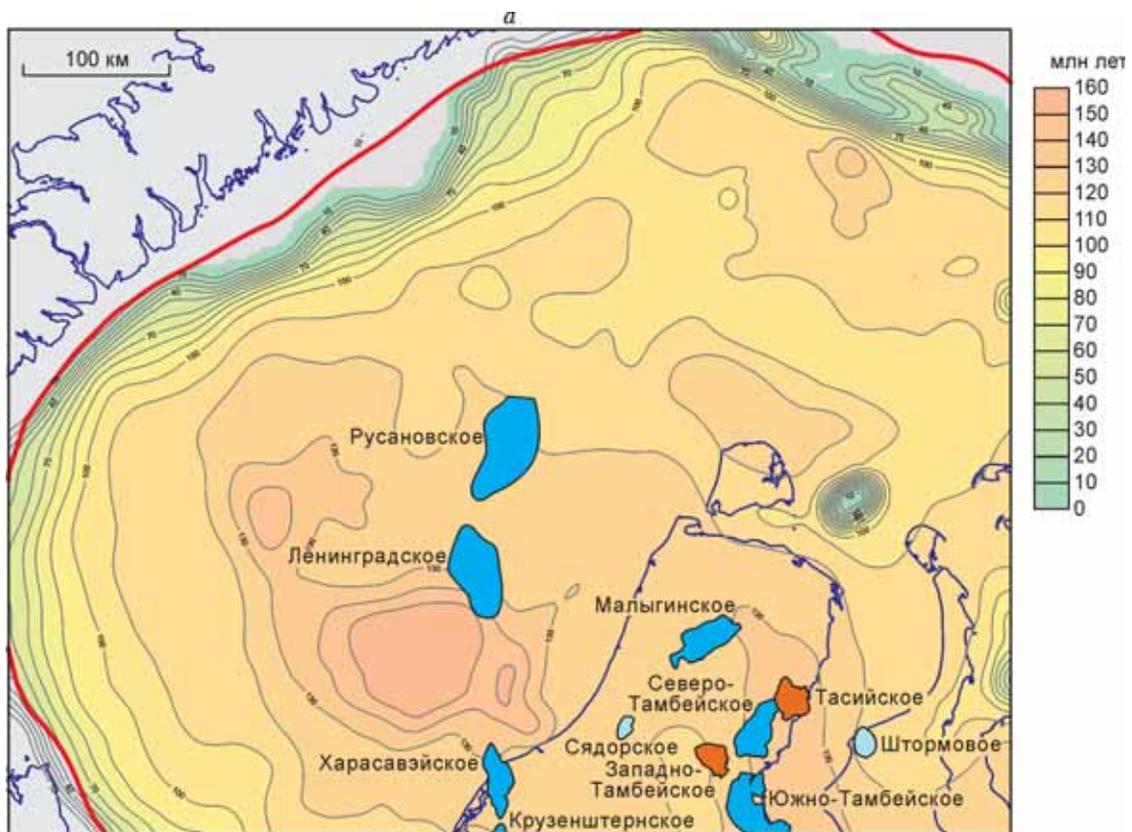


Рис. 9. Схематические карты времени входа ( $R_v^0 = 0.60$ ) (а) и времени выхода ( $R_v^0 = 1.0$ ) (б) китербийского горизонта из главной зоны нефтеобразования в Южно-Карском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

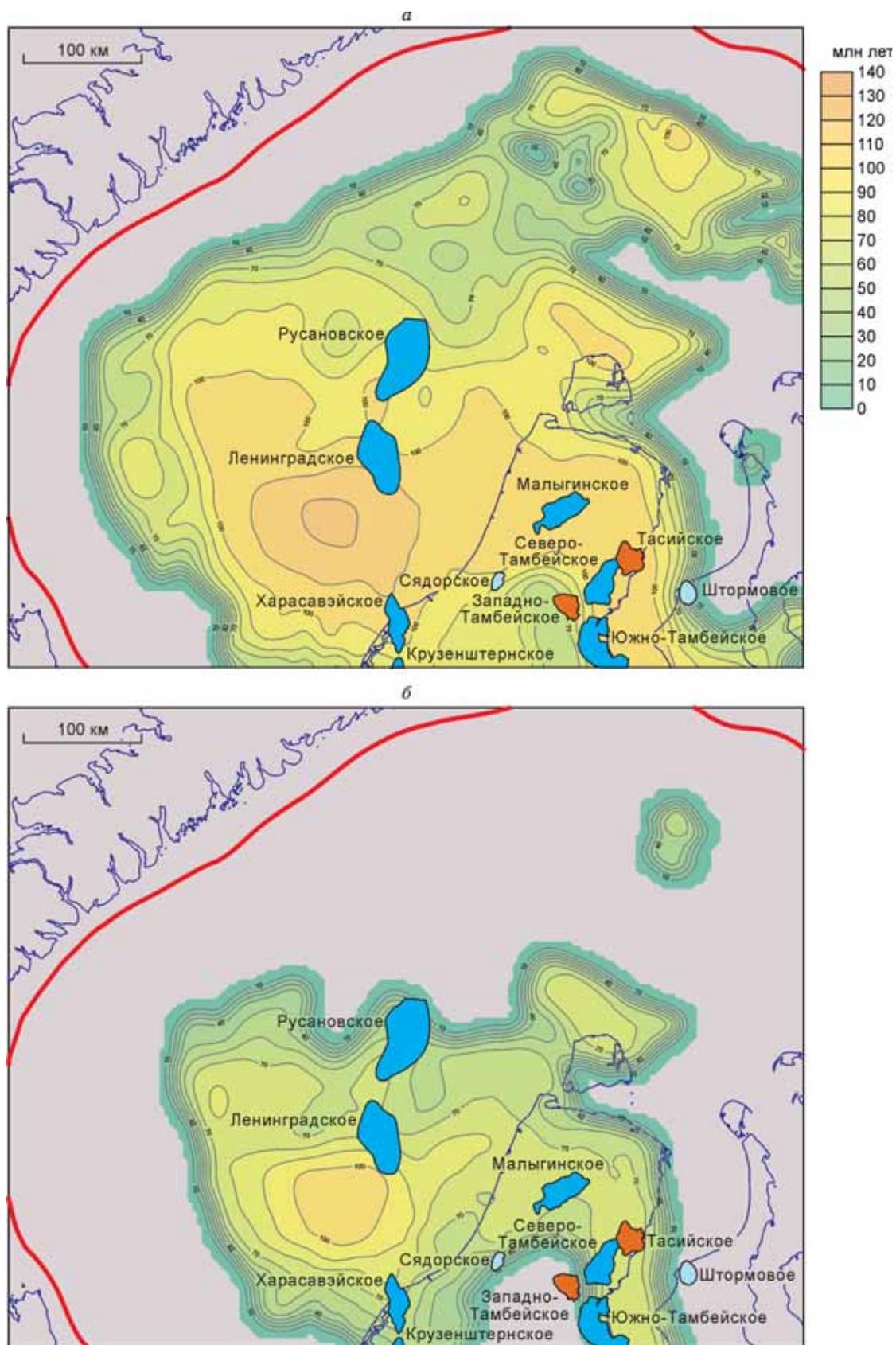


Рис. 10. Схематические карты времени входа ( $R_v^0 = 1.3$ ) (а) и выхода ( $R_v^0 = 2.0$ ) (б) китербютского горизонта из глубинной зоны газообразования в Южно-Карасском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

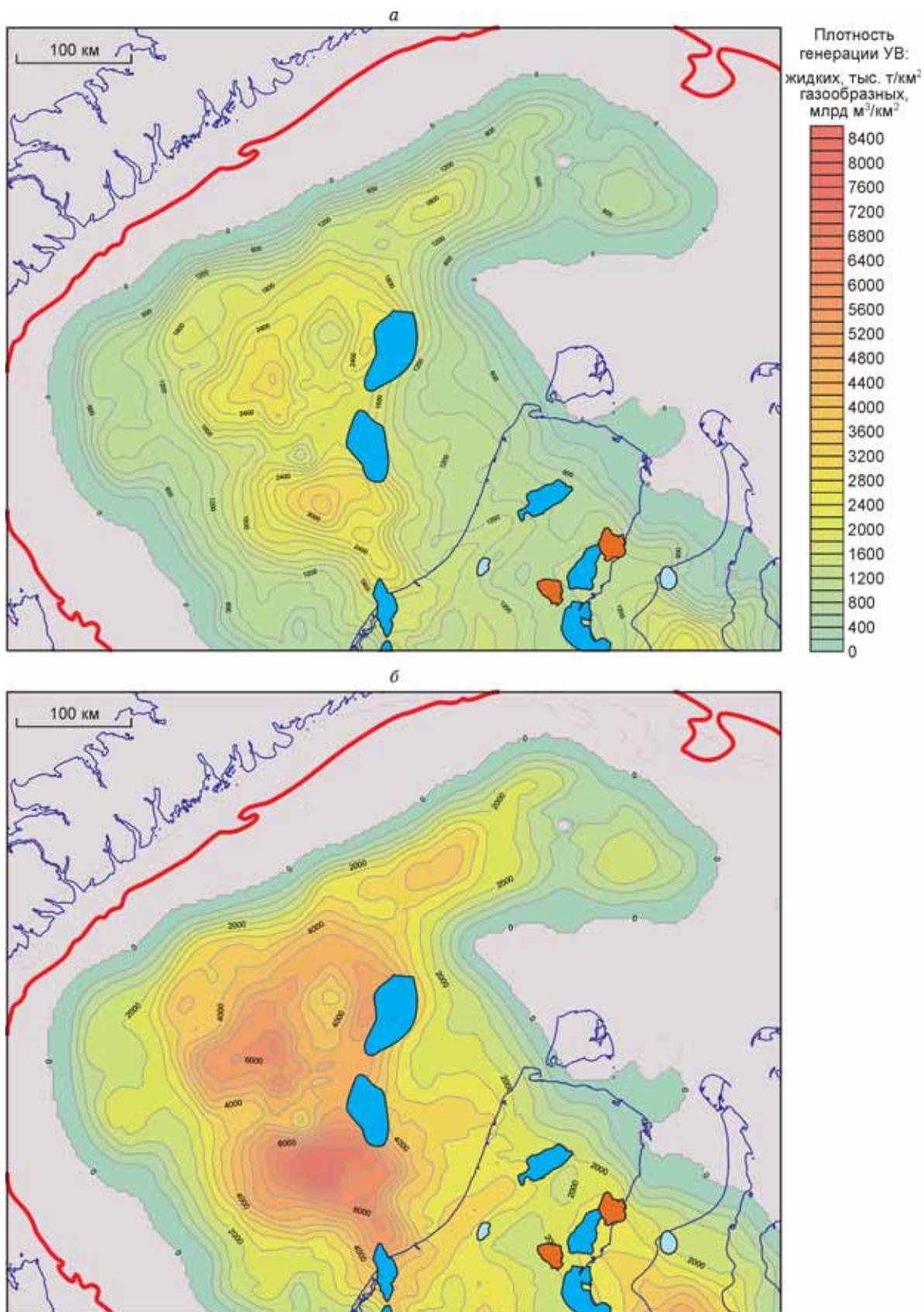
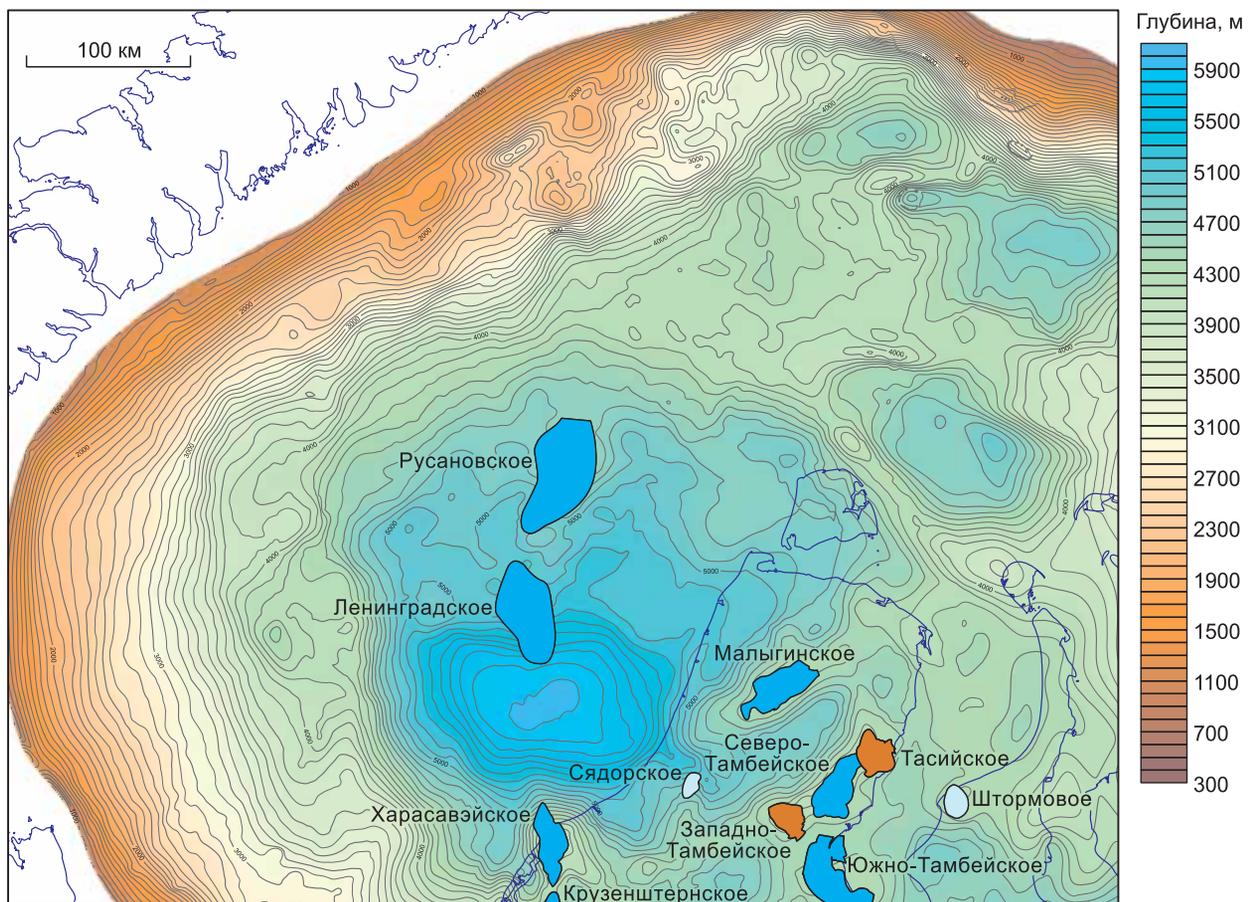


Рис. 11. Схематические карты масштабов генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов органическим веществом китербютского горизонта в Южно-Карском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.



**Рис. 12. Современный структурный план Южно-Карского очага нефтегазообразования по подошве средней юры.**

Усл. обозн. см. на рис. 7.

Максимальная кумулятивная (на всей площади нефтегазогенерации) скорость генерации жидких УВ в комплексе имела место в апте 116—112 млн лет тому назад и была равна 1.7 млн т/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Максимальная кумулятивная скорость генерации газообразных УВ в комплексе имела место в келловее—начале валанжина 165—140 млн лет тому назад (раннекатагенный газ) и была равна 10—20 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Пик генерации позднекатагенного газа имел место 120—112 млн лет тому назад в апте. Его интенсивность была равна 7.6—10.6 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет.

В органическом веществе мальшевского горизонта преобладает террагенный материал (тип IV), однако в средней части разреза свиты есть пласты с органическим веществом типа III, т.е. в нем имеет место значительная примесь аквагенного органического вещества. Область распространения слоя пород с III типом органического вещества ограничена.

Кумулятивная плотность генерации жидких углеводородов в мальшевской свите в пределах Южно-Карской мегасинеклизы равна 1800—1200 тыс. т/км<sup>2</sup> (см. рис. 17, а). Что касается газообразных углеводородов, то в пределах Южно-Карской мегасинеклизы она достигает 4000—4800 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (см. рис. 17, б). В пределах всей площади нефте- и газогенерации кумулятивно мальшевский комплекс генерировал 165.3 млрд т жидких и 377.9 трлн т газообразных УВ.

Максимальная кумулятивная (на всей площади нефтегазогенерации) скорость генерации жидких УВ в комплексе имела место 112—70 млн лет тому назад в позднем и раннем мелу и была равна 16—29 млн т/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Максимальная кумулятивная скорость генерации газообразных УВ в комплексе имела место в берриасе 114—110 млн лет тому назад (раннекатагенный газ) и достигала в пике 95 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Позднекатагенный газ этот комплекс практически не генерировал.

Отложения основания *верхнеюрского нефтегазогенерирующего комплекса* в пределах Южно-Карской мегасинеклизы залегают на глубинах от 3500 до 4500 м. На восточном склоне Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы комплекс залегают на глубинах от 1000 до 2800 м (рис. 18).

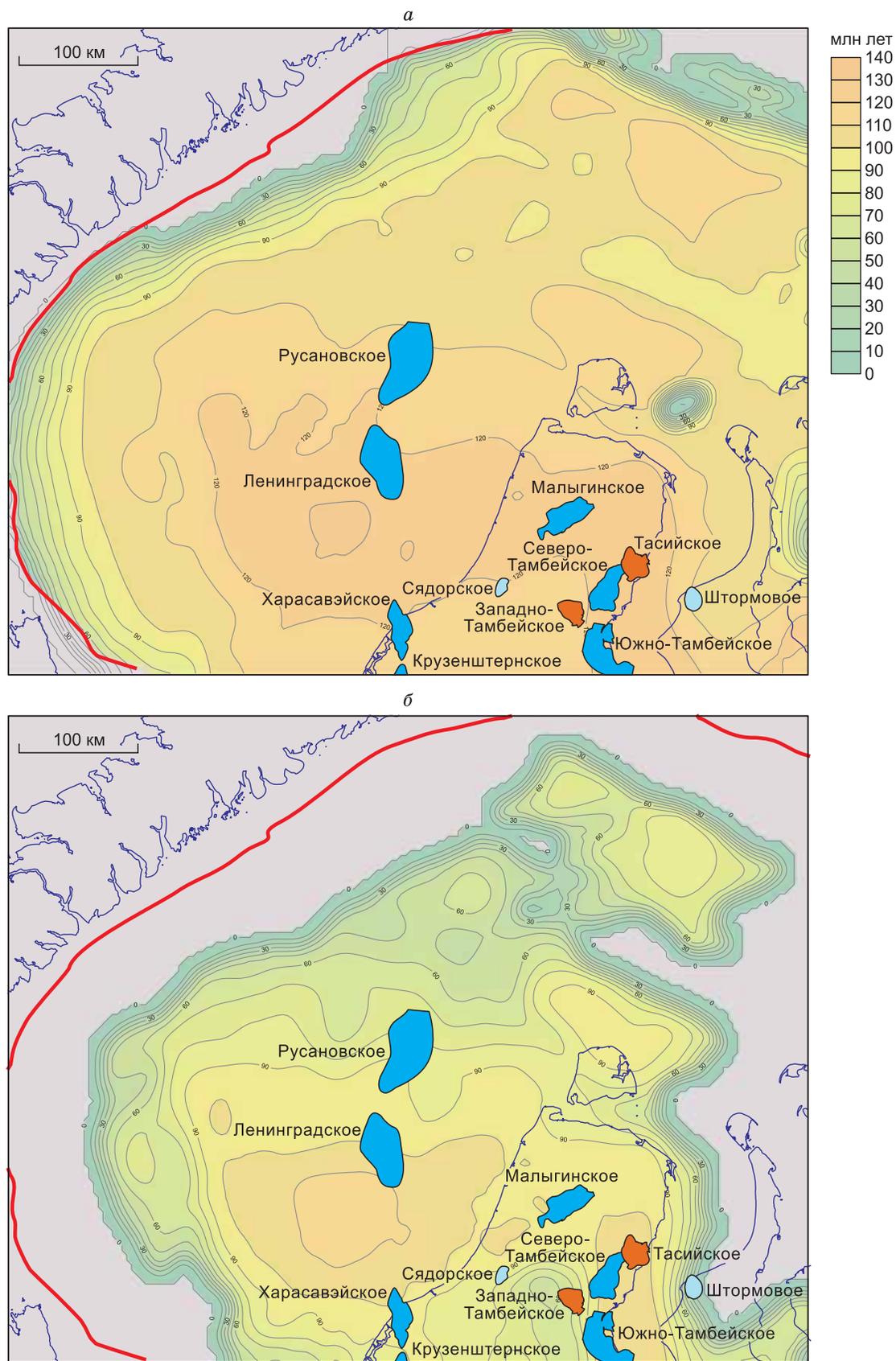


Рис. 13. Схематические карты времени вхождения ( $R_v^0 = 0.60$ ) (а) и времени выхода ( $R_v^0 = 1.0$ ) (б) ладинского горизонта из главной зоны нефтеобразования в Южно-Карском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

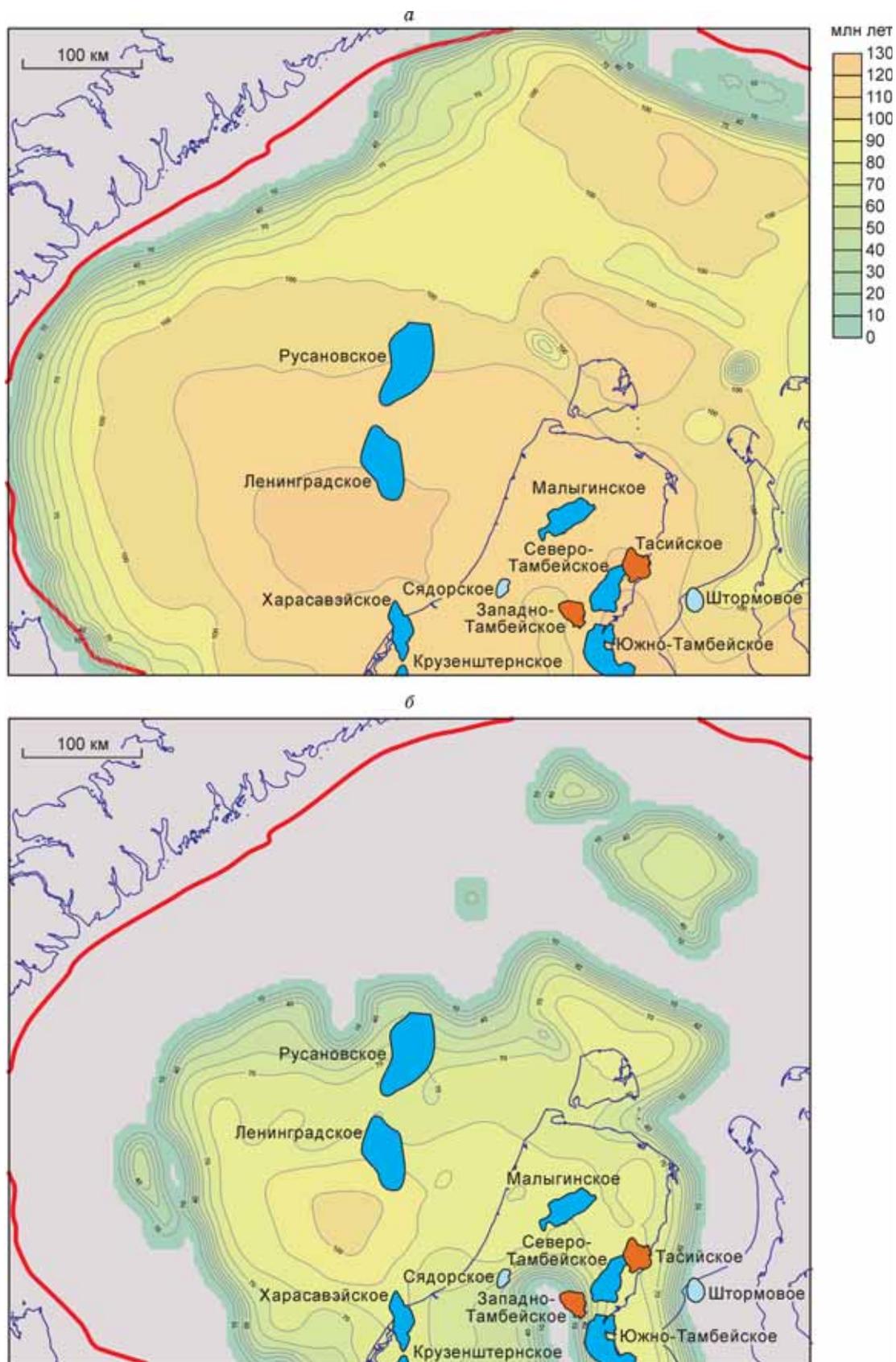


Рис. 14. Схематические карты времени входа ( $R_v^0 = 0.60$ ) (а) и времени выхода ( $R_v^0 = 1.0$ ) (б) малышевского горизонта из главной зоны нефтеобразования в Южно-Карском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

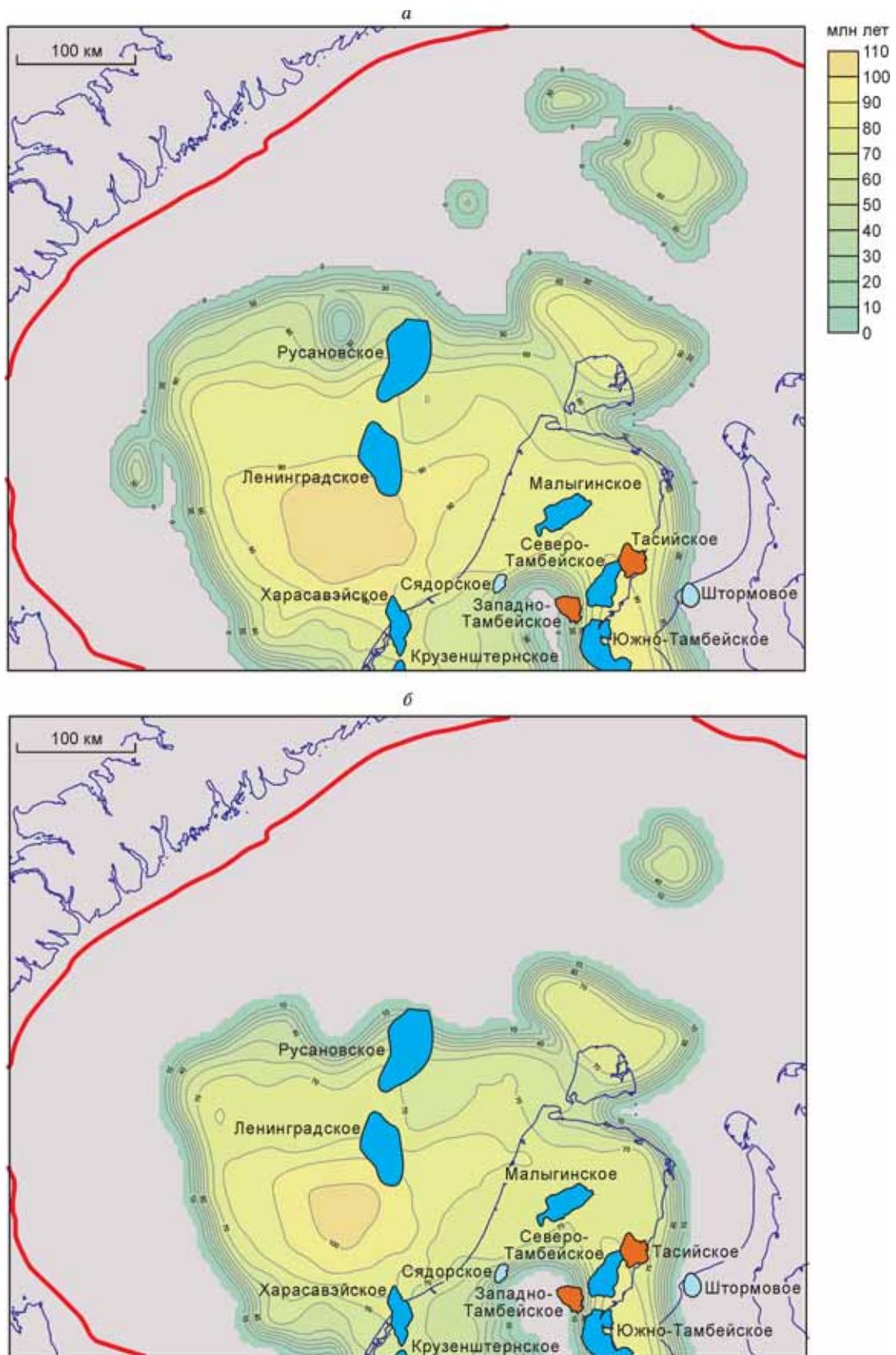
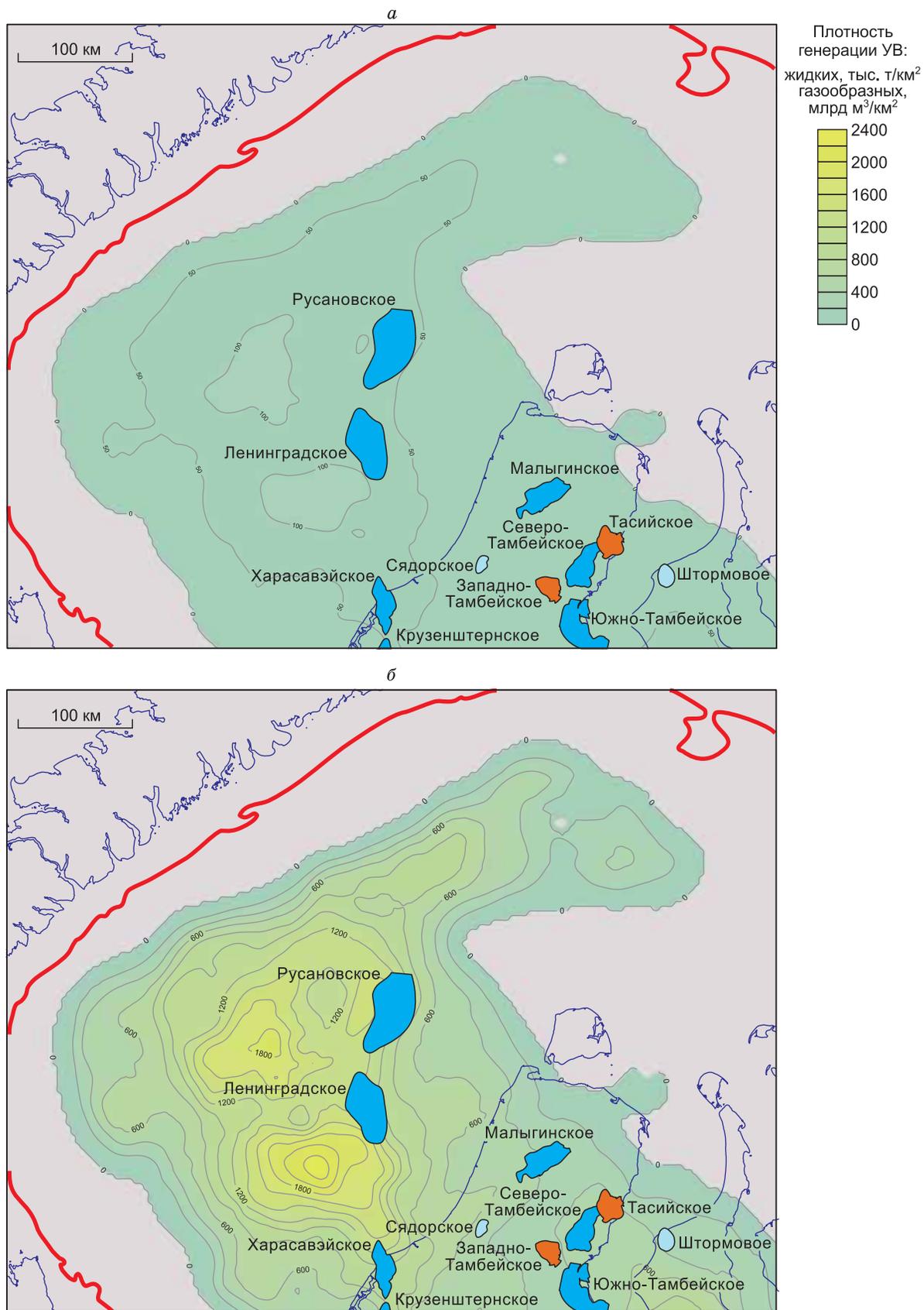


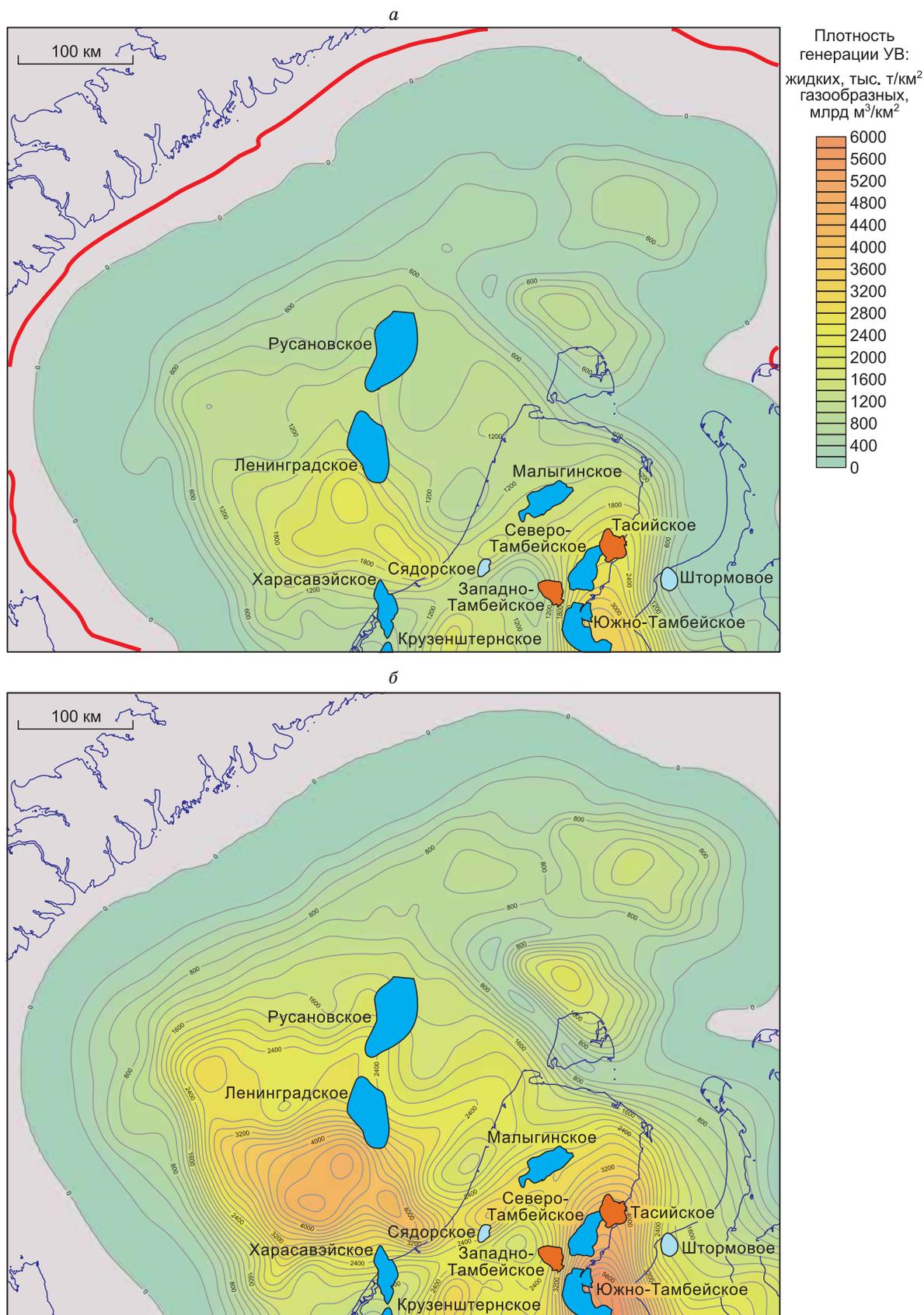
Рис. 15. Схематические карты времени вхождения ( $R_v^0 = 1.3$ ) лайдинского (а) и малышевского (б) горизонтов в глубинную зону газообразования в Южно-Карском очаге ( $R_v^0 = 1.3$ ).

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.



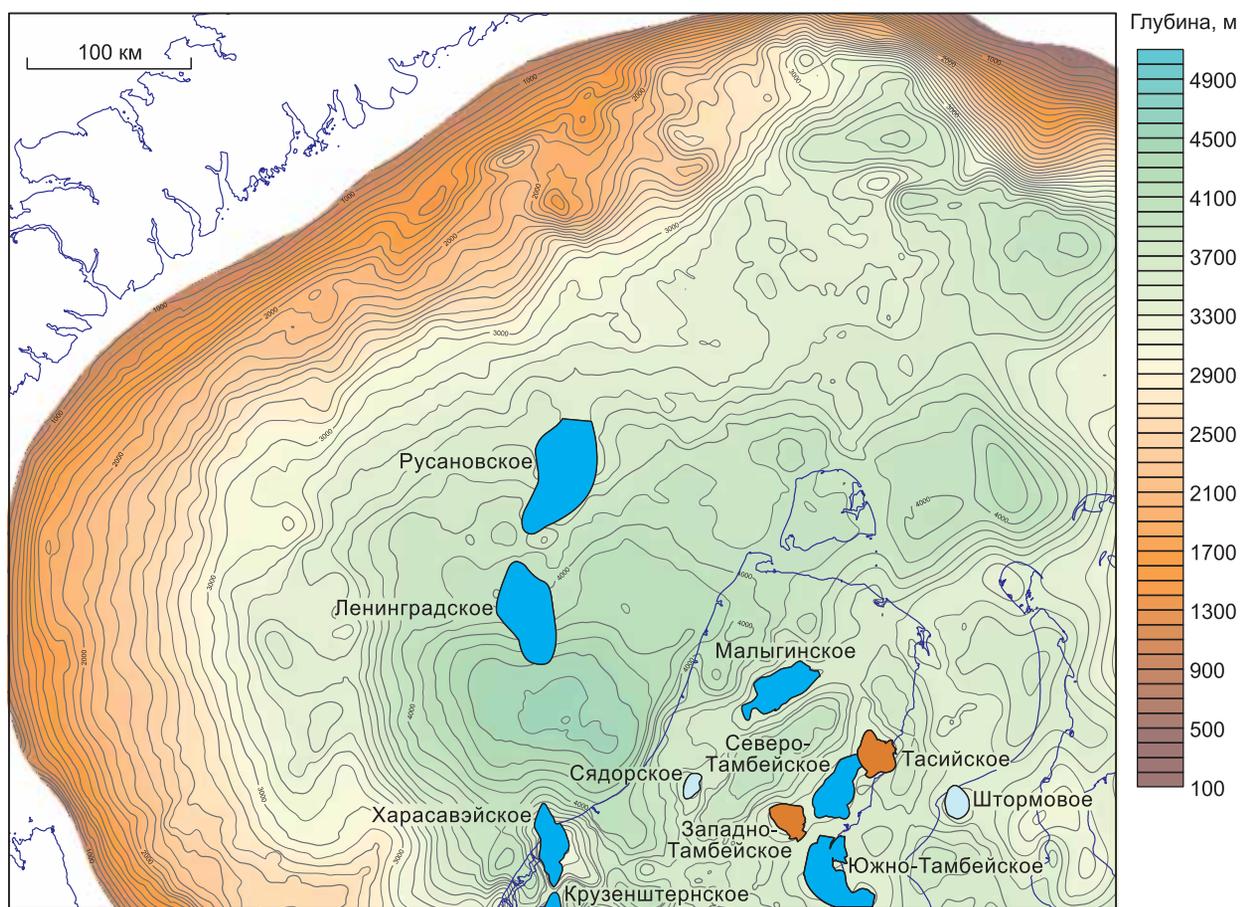
**Рис. 16. Схематические карты масштабов генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов органическим веществом лайдинского горизонта в Южно-Карском очаге.**

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.



**Рис. 17. Схематические карты масштабов генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов органическим веществом малышевского горизонта в Южно-Карском очаге.**

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.



**Рис. 18. Современный структурный план Южно-Карского очага нефтегазообразования по подошве верхней юры.**

Усл. обозн. см. на рис. 7.

На территории Южно-Карского очага генерации углеводородов верхняя юра скважинами не вскрыта. По сейсмостратиграфическим данным и палеогеографическим реконструкциям, она представлена баженовской свитой. В главную зону нефтеобразования породы основания баженовского горизонта начали погружаться в Южно-Карской мегасинеклизе 110—100 млн лет тому назад в альбе (рис. 19, а). Завершился этот процесс на территории Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы в конце палеогена—начале неогена, 30—10 млн лет тому назад. Выход осадочных пород основания верхнеюрского комплекса из главной зоны нефтеобразования начался 100—90 млн лет назад в Южно-Карской мегасинеклизе (см. рис. 19, б). На территории Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы и Северо-Карской мегасинеклизы породы основания баженовского горизонта из главной зоны нефтеобразования не вышли. Породы верхней части баженовского горизонта в главную зону нефтеобразования начали погружаться на всей территории очага практически в те же эпохи, что и верхи горизонта с отставанием на 5—7 млн лет.

В зону позднекапагенного газообразования отложения основания верхнеюрского комплекса начали входить в погруженной части Южно-Карской мегасинеклизы 90—70 млн лет назад в позднем мелу (рис. 20). Из этой зоны отложения баженовского горизонта не вышли.

На рис. 21 показана кумулятивная (с момента начала генерации до настоящего времени) плотность генерации жидких и газообразных углеводородов баженовской свиты на территории Южно-Карского очага. Интенсивная генерация жидких углеводородов, смол и асфальтенов происходила в Южно-Карской мегасинеклизе и достигала 2500—4800 тыс. т/км<sup>2</sup> (см. рис. 21, а). Генерация газа также происходила преимущественно в Южно-Карской мегасинеклизе и достигала 2000—3800 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (см. рис. 21, б).

В пределах всей площади нефте- и газогенерации кумулятивно баженовский горизонт генерировал 177.7 млрд т жидких и 153.8 трлн м<sup>3</sup> газообразных УВ.

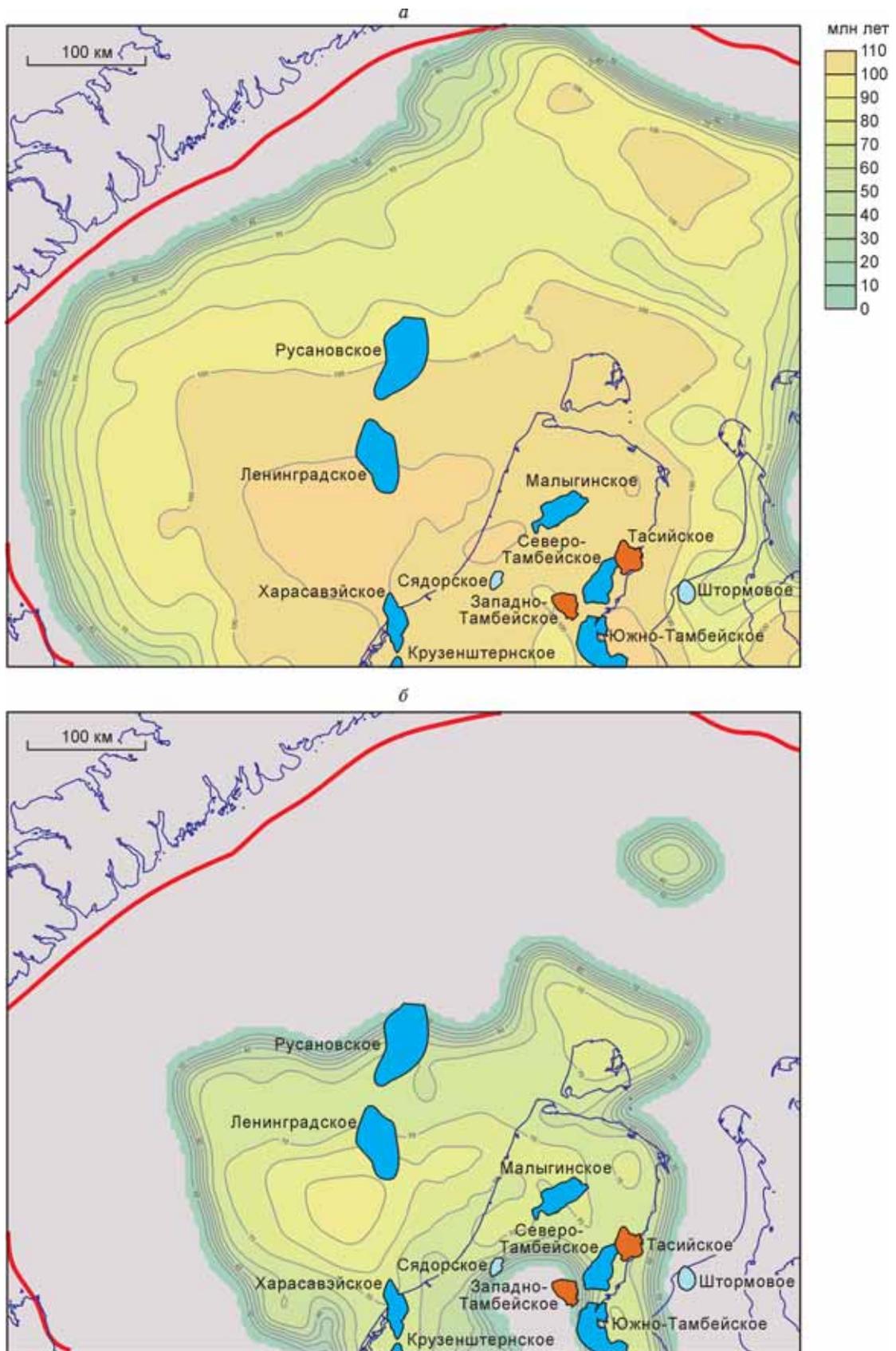
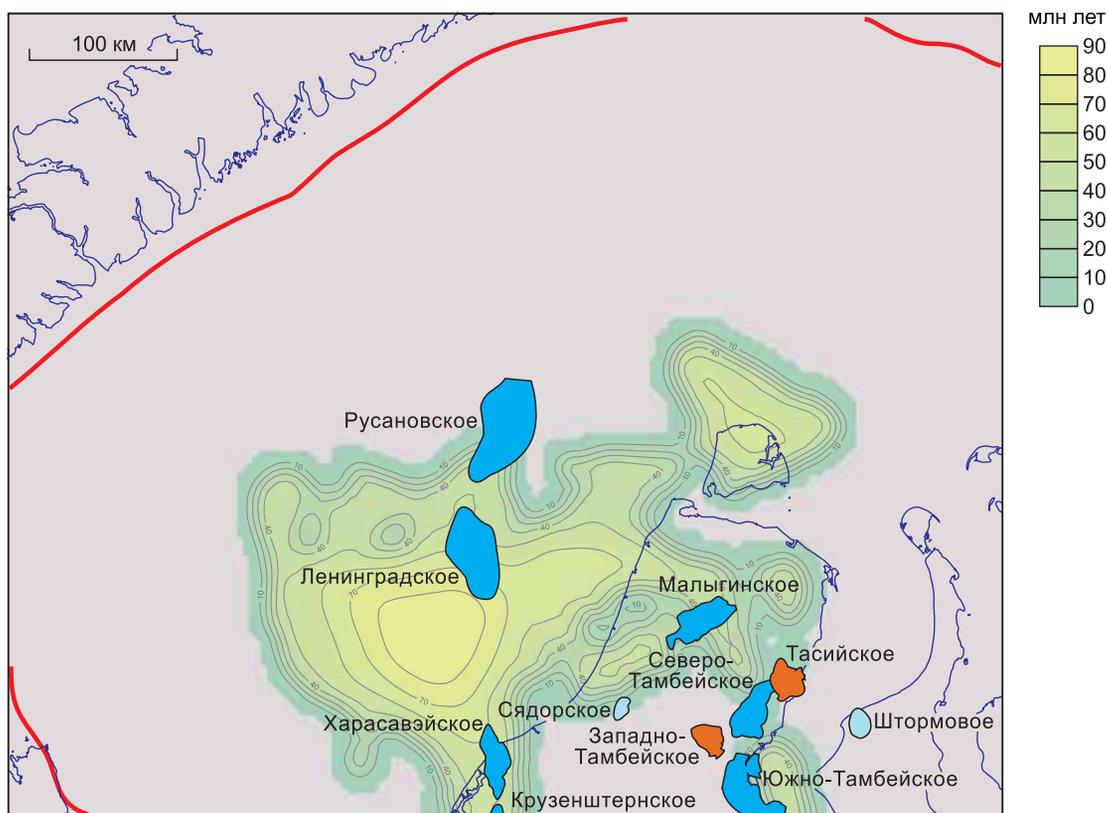


Рис. 19. Схематические карты времени вхождения ( $R_v^0 = 0.60$ ) (а) и времени выхода ( $R_v^0 = 1.0$ ) (б) баженовского горизонта из главной зоны нефтеобразования в Южно-Карском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.



**Рис. 20. Схематическая карта времени вхождения баженовского горизонта в глубинную зону газобразования в Южно-Карском очаге ( $R_v^0 = 1.3$ ).**

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

Максимальная кумулятивная (на всей площади нефтегазогенерации) скорость генерации жидких УВ в комплексе имела место в альбе и позднем мелу 100—70 млн лет тому назад и была равна 15—20 млн т/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет. Максимальная кумулятивная скорость генерации газообразных УВ в комплексе имела место в берриасе—барреме 143—125 млн лет тому назад (раннекатегенный газ) и была равна 10—14 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет.

На территории Южно-Карского очага генерации углеводородов альб-сеноман представлен алымской, танопчинской и яронгской свитами. Отложения основания альб-сеноманского газогенерирующего комплекса в пределах Южно-Карской мегасинеклизы залегают на глубинах от 2500 до 2900 м. На восточном склоне Пайхой-Новоземельской мегамоноклизы комплекс залегают на глубинах от 800 до 2300 м (рис. 22).

В главную зону нефтеобразования породы основания альб-сеноманского комплекса начали погружаться в наиболее погруженной части Южно-Карской мегасинеклизы 80—70 млн лет назад в кампане (рис. 23). Из главной зоны нефтеобразования отложения комплекса не вышли.

На рис. 24 показана кумулятивная (с момента начала генерации до настоящего времени) плотность генерации жидких и газообразных углеводородов танопчинским горизонтом.

Максимальная кумулятивная скорость генерации газообразных УВ в меловом комплексе имела место в позднем мелу 100—70 млн лет тому назад (раннекатегенный газ) и была равна 40—70 млрд м<sup>3</sup>/тыс. км<sup>2</sup>·млн лет.

Сводная картина истории генерации газообразных и жидких углеводородов в Южно-Карском очаге нефтегазообразования как в единой крупной нефтегенерационной системе показана на рис. 25, из которого хорошо виден вклад отдельных горизонтов в генерацию углеводородов. Генерация газа происходила в основном в китербютском и малышевском горизонтах и альб-сеноманском комплексе. Основными источниками жидких углеводородов были китербютская, малышевская и баженовская свиты.

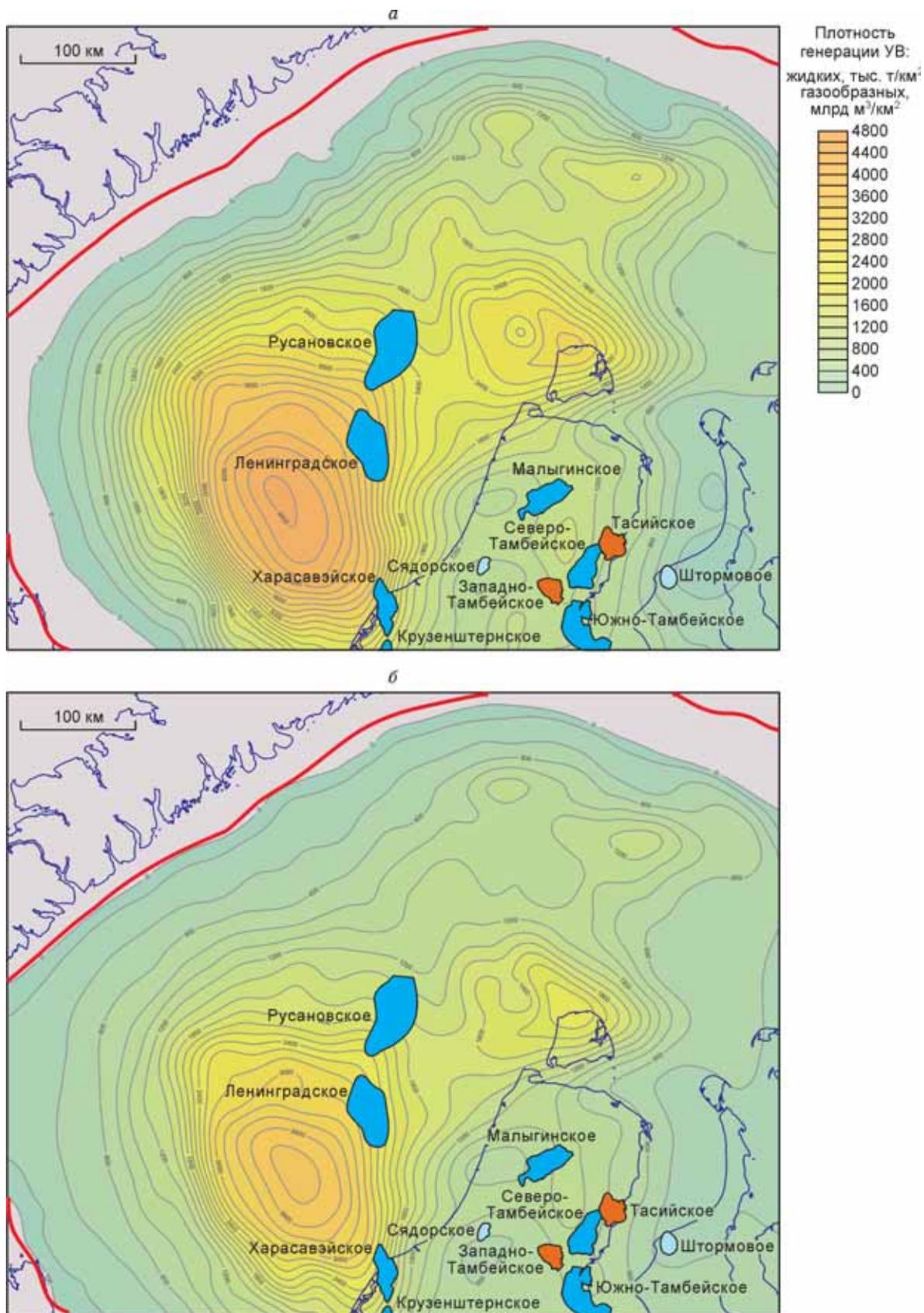


Рис. 21. Схематические карты масштабов генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов органическим веществом баженовского горизонта в Южно-Карском очаге.

Усл. обозн. см. на рис. 8.

## ВРЕМЯ ЛИТИФИКАЦИИ РЕГИОНАЛЬНО ВЫДЕРЖАННЫХ ГЛИНИСТЫХ ТОЛЩ ДО СОСТОЯНИЯ ФЛЮИДОУПОРА

В северо-западных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна, в частности, в акватории южной части Карского моря в разрезе присутствуют четыре региональных флюидоупора, контролирурующие этажи нефтегазоносности бассейна и формирующие нефтегазовые системы — верхнеюрский (кимеридж-волжский), нижнеаптецкий, альбский и туронский.

Понятно, что в момент накопления осадков глинистый ил, а затем слабоуплотненные глины, теряющие по мере погружения поровую воду, еще не являются флюидоупором. В качестве момента времени, когда глинистая толща литифицируется до состояния флюидоупора, был принят момент времени, когда пористость глин уменьшается до 30 %. Заметим, что в стандартной библиотеке программного комплекса TEMIS заложена начальная пористость глинистых илов 60 %.

Минимальное для флюидоупора значение пористости глин было принято на примере туронского флюидоупора над сеноманскими залежами газа на основании совместного анализа информации об уплотнении этого флюидоупора и размещении залежей газа в сеноманских песчаниках. Далее будут приведены результаты такого совместного анализа. Естественно, этот рубеж условный, идеальных глинистых флюидоупоров в природе не бывает. Известно, что именно этот факт лежит в основе геохимических методов поисков скоплений углеводородов.

Верхнеюрская регионально-выдержанная обогащенная аквагенным органическим веществом глинисто-карбонатно-кремнистая толща литифицировалась до состояния флюидоупора в разное время в силу неравномерного во времени заполнения осадками в позднем берриасе—раннем апте глубоководного морского бассейна Западной Сибири (рис. 26, а). В центральной и восточной частях бассейна (кроме Западного Ямала и приуральной части бассейна) этот региональный флюидоупор мог удерживать углеводороды с конца валанжина—начала готерива (132—136 млн лет тому назад). В западной части Ямала

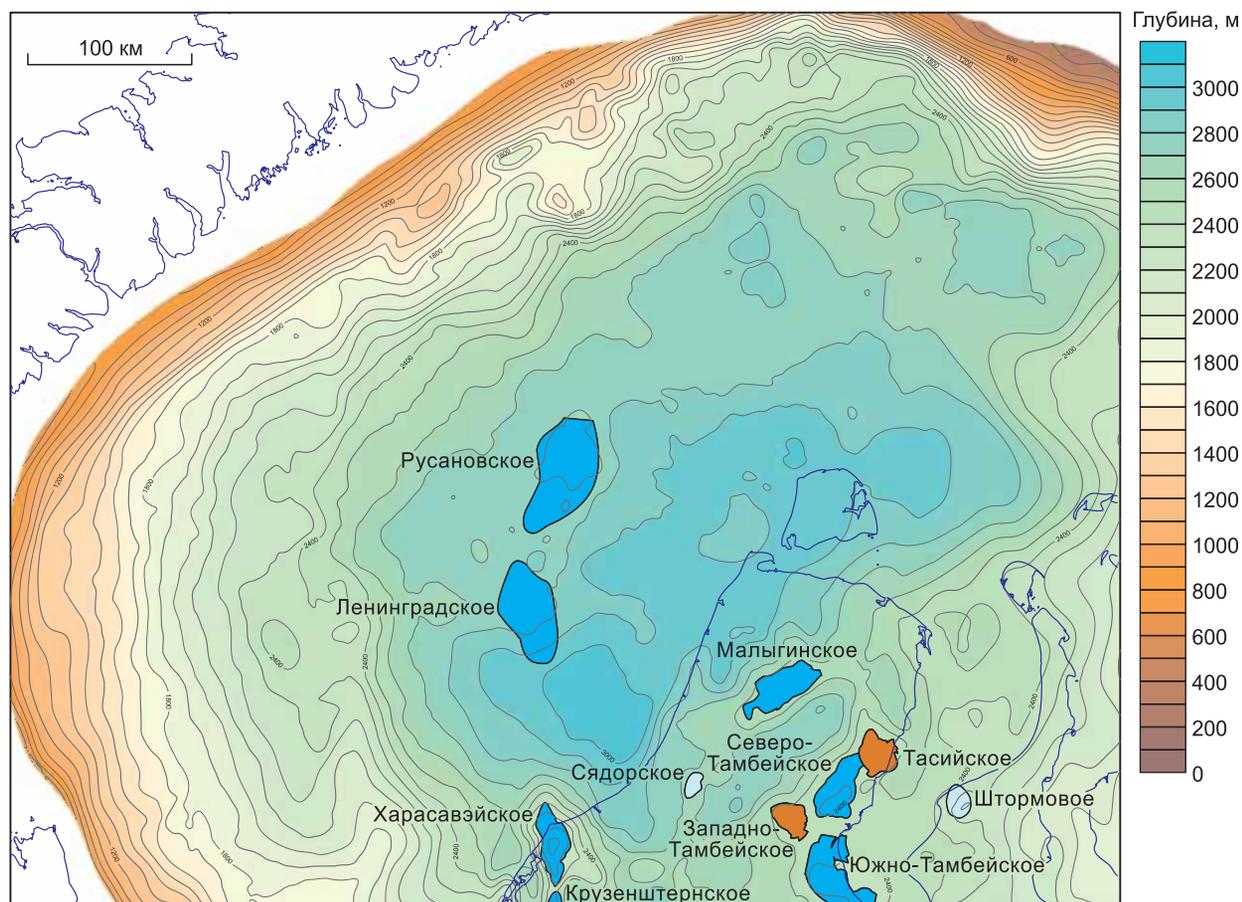


Рис. 22. Современный структурный план Южно-Карского очага нефтегазообразования по подошве сеномана.

Усл. обозн. см. на рис. 7.



Рис. 23. Схематическая карта времени входа алымского горизонта в главную зону нефтеобразования в Южно-Карском очаге ( $R_v^0 = 0.60$ ).

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

и в Южно-Карской мегасинеклизе он литифицировался в барреме 130 млн лет тому назад, на Пайхой-Новоземельской мегамоноклизе — в конце апта—альбе 90—116 млн лет тому назад.

Нижнеаптский глинистый комплекс был литифицирован в достаточной для выполнения функций флюидоупора степени 110—90 млн лет тому назад в конце альба—сеномане. В приенисейской и приуральской частях бассейна этот флюидоупор литифицировался 93—70 млн лет тому назад (турон—кампан). Лучшее качество нижнеаптский флюидоупор имеет в северо-западной части рассматриваемой территории и в акватории Карского моря (см. рис. 26, б).

Альбский глинистый комплекс был уплотнен (литифицирован) в достаточной для выполнения функций флюидоупора мере в зонах наибольшего прогибания 95—90 млн лет тому назад (сеноман—турон), на большей части территории 90—70 млн лет тому назад в конце позднего мела (коньяк—сантон—кампан). Он распространен в западной части рассматриваемой территории и в акватории Карского моря (рис. 27, а).

Туронский глинистый комплекс на большей части территории севера Западно-Сибирского бассейна был литифицирован до стадии флюидоупора в период от 75 млн лет (кампан) до 65 млн лет тому назад в начале палеоцена (рис. 27, б). Он распространен в осевой части севера Западной Сибири в Южно-Карской мегасинеклизе и Надым-Тазовской синеклизе. На окраинах бассейна он достиг стадии флюидоупора позднее. Как видно из рис. 29, все известные сеноманские залежи газа располагаются в зонах, где пористость туронского флюидоупора равна или меньше 30 %. Это обстоятельство и послужило основанием для установления граничного значения пористости при разделении глин на флюидоупоры и нефлюидоупоры. Повторим, эта граница является условной. Подтвердим это примером: на значительной территории Западно-Сибирского бассейна, где выше глин турона в кузнецовской свите развиты газ-салинские песчаники в них открыты залежи газа, что указывает на перетоки газа из сеномана [Агалаков, Бакуев, 1992].

Рассмотрим в заключение методику получения ответа на вопрос, как соотносятся во времени фазы генерации углеводородов в нефтегазопроизводящих толщах северной части Западно-Сибирского бас-

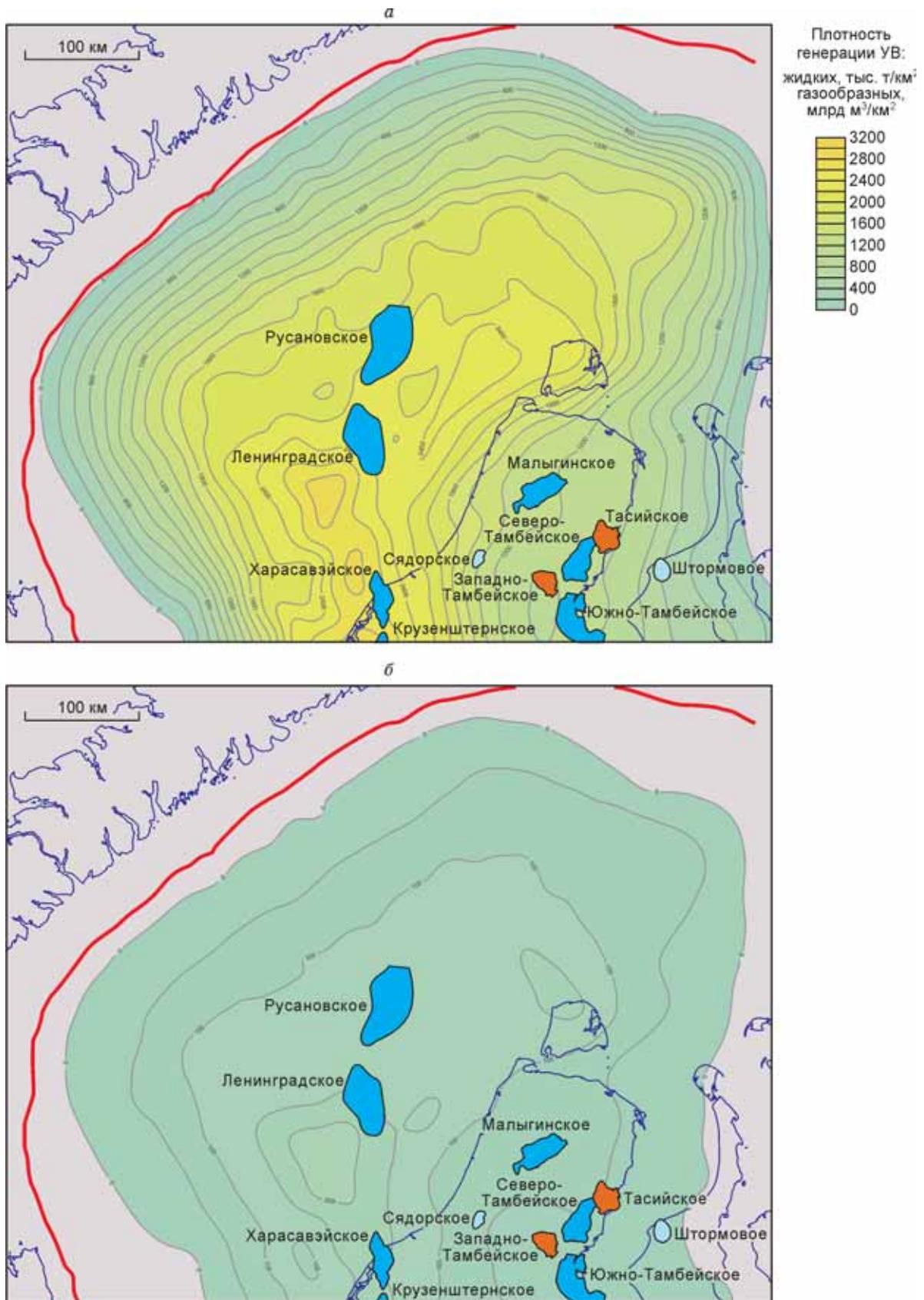
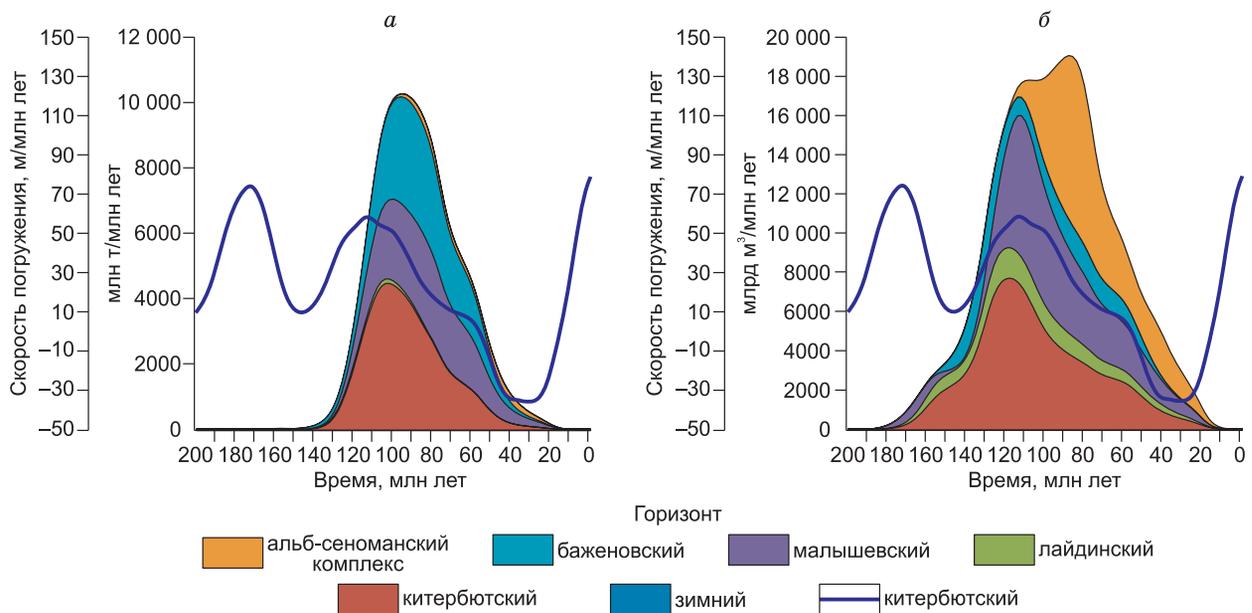


Рис. 24. Схематические карты масштабов генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов органическим веществом альб-сеноманского комплекса в Южно-Карском очаге.



**Рис. 25. Средняя интенсивность генерации жидких (а) и газообразных (б) углеводородов в Южно-Карском очаге.**

Усл. обозн. см. на рис. 7, 8.

сейна и время «созревания» (литификации) глинистых толщ до стадии флюидоупоров, могли ли они удержать в ловушках раннекатагенный газ на этапе I, жидкие углеводороды и газы, образованные в течение этапа II, и позднекатагенный газ (этап III).

Выше, в разделе 2 на примере скв. Тюменская СГ-6 была рассмотрена история прохождения отдельными стратиграфическими комплексами в разрезе этой скважины зон интенсивного нефте- и газообразования. На рис. 28 для этой скважины показана диаграмма, которая позволяет установить, как соотносятся во времени фазы генерации углеводородов в нефтегазопроизводящих толщах осадочного бассейна и время «созревания» (литификации) главных флюидоупоров.

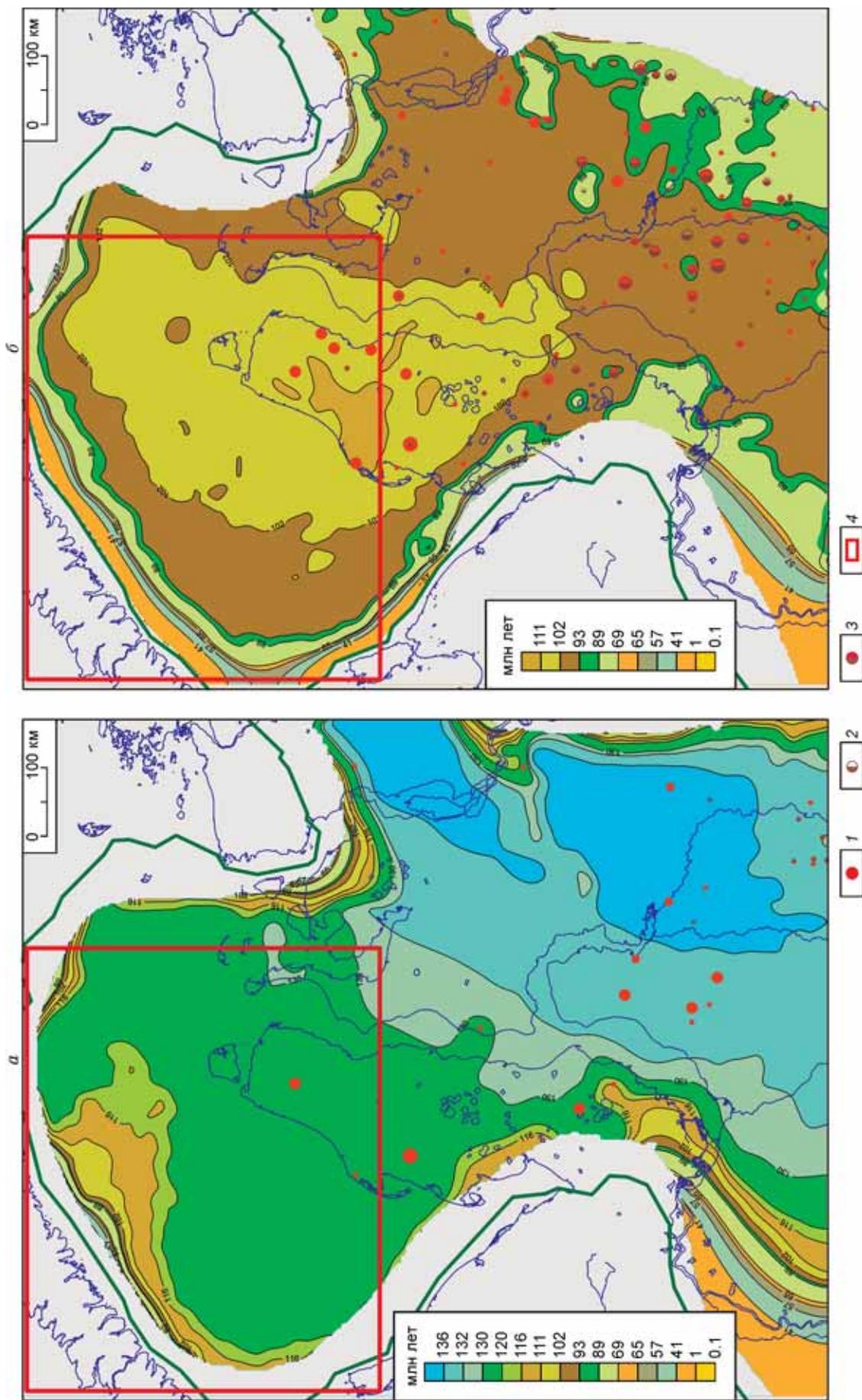
На этом рисунке по горизонтали выделен ряд столбцов для основных нефтегазопроизводящих толщ в разрезе бассейна. В нашем исследовании — это отдельно ниже-, средне- и верхнеюрская, а также апт-альб-сеноманская толщи. Для каждой из толщ показан преобладающий тип органического вещества. Для верхней юры показаны два столбца для органического вещества II и III типов, которые в разных пропорциях присутствуют в разрезах пород этой нефтегазопроизводящей толщи. По вертикали вдоль всех столбцов показаны шкалы абсолютного и геологического времени. Внутри столбцов в виде сигарообразных фигур показаны время и объемы генерации УВ на уровне времени, соответствующего выделенным выше этапам катагенеза. При этом, хотя, как уже было отмечено выше в настоящем исследовании, время и объемы генерации раннекатагенного газа (этап I) определены только для меловых отложений аптского, альбского и сеноманского веков, время реализации этой фазы «созревания» органического вещества показано на рис. 28.

На этом же рисунке горизонтальными линиями разного цвета показано время, когда регионально-выдержанные глинистые толщи литифицируются до состояния флюидоупора.

Совместный анализ приведенной на рис. 28 информации позволяет установить, как соотносятся во времени фазы генерации углеводородов в нефтегазопроизводящих толщах, вскрытых в конкретном разрезе, и время «созревания» главных флюидоупоров. Это, в свою очередь, позволяет выяснить, могли ли эти углеводороды при наличии ловушек аккумулироваться в них или ввиду отсутствия флюидоупора они должны были рассеяться.

#### **НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ ЮЖНО-КАРСКОГО ОЧАГА НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ИСТОРИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ**

Выполним совместный анализ истории генерации, аккумуляции и диссипации углеводородов в Южно-Карском очаге (ЮКО) нефтегазообразования на примере группы виртуальных скважин. Проанализируем эти процессы на примере профиля виртуальных скважин ЮКО-1 — ЮКО-2 — ЮКО-3 (см.



**Рис. 26. Карта времени литификации кимеридж-волжского (а) и нижнеахтского (б) флюидоупоров.**

1 — залежи газа, 2 — залежи нефти, 3 — нефтегазовые и газонефтяные залежи в комплексе ниже регионального нижнеахтского флюидоупора. Размер кружка пропорционален категории крупности залежей, 4 — территория района исследования.

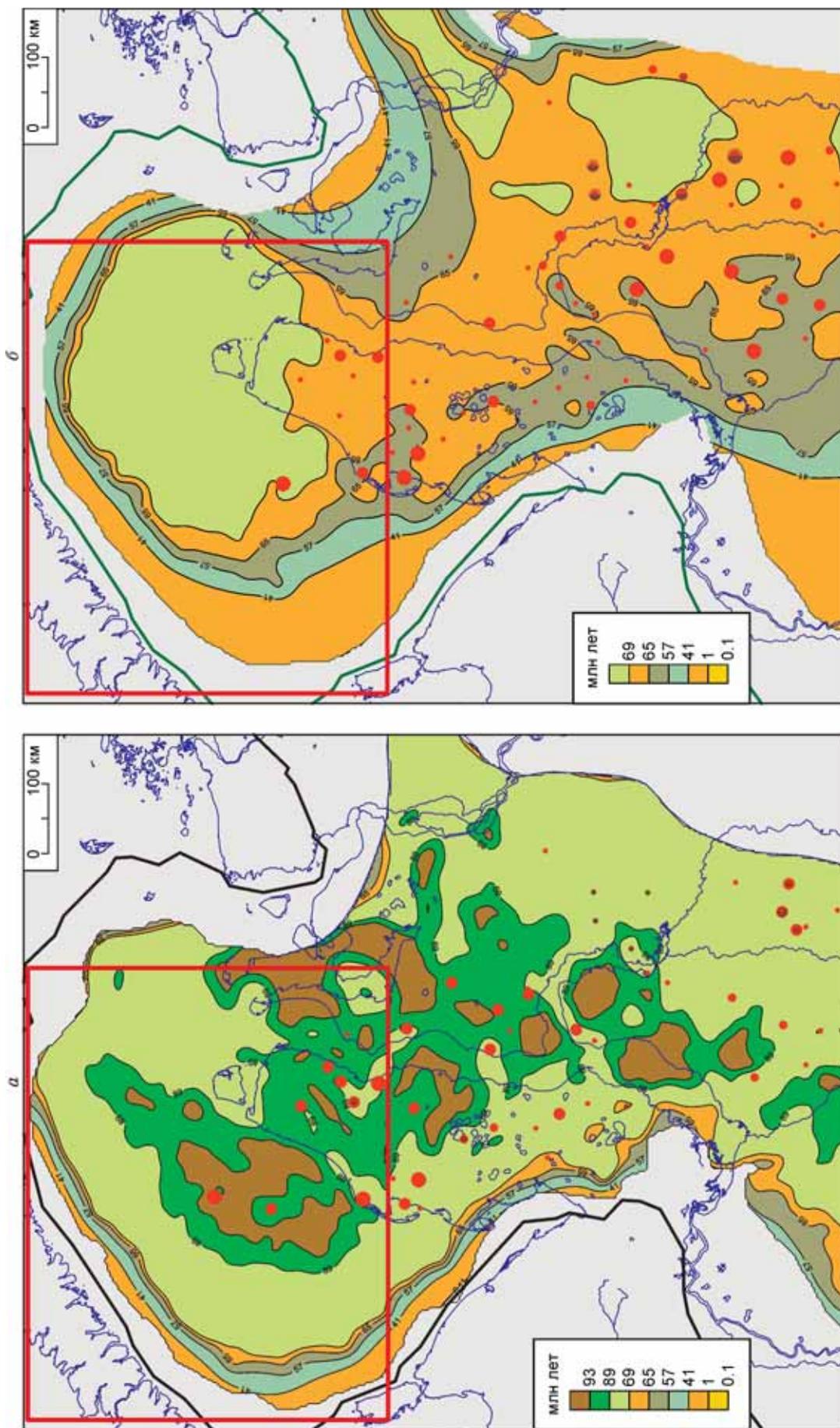
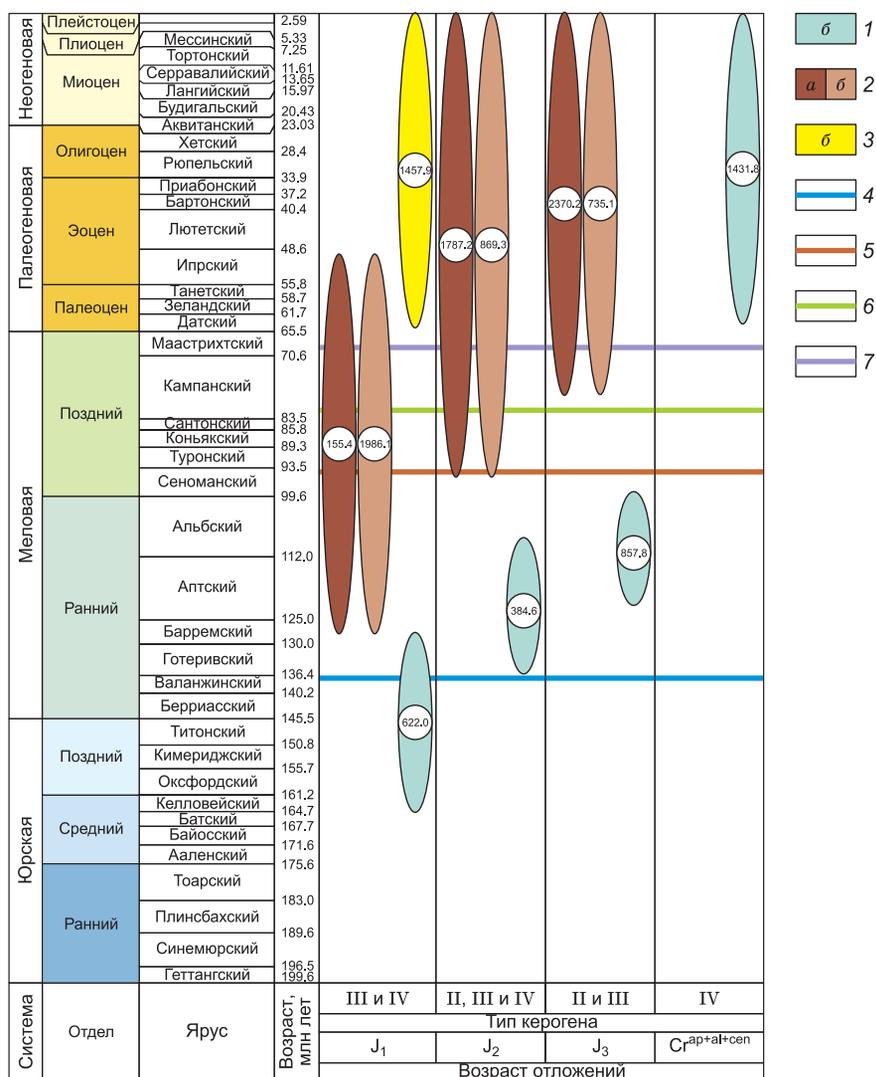


Рис. 27. Карта времени литификации альбского (а) и туронского (б) флюидоупоров.

Усл. обозн. см. на рис. 26.



**Рис. 28. Время нахождения нефтегазопроизводящих отложений и объемы генерации жидких углеводородов (тыс. т/км<sup>2</sup>) (а) и газа (млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) (б) в раннекатагенной (генерация метана, этап I) (1), среднекатагенной (для органического вещества II и III типа — главная фаза нефтеобразования, этап II) (2) и позднекатагенной (генерация жирного и сухого газа, этап III) (3) зонах в разрезе виртуальной скв. Тюменская СГ-6. Время достижения регионально-выдержанными глинами верхней юры (4), нижнего апта (5), альба (6) и турона (7) состояния флюидоупора.**

рис. 7). На этом профиле виртуальная скв. ЮКО-1 расположена в наиболее погруженной части Южно-Карского очага нефтегазообразования, скв. ЮКО-2 на погруженной части северо-западного моноклиального склона Южно-Карской мегасинеклизы, скв. ЮКО-3 расположена во Внешнем поясе, на северо-западной Приновоземельской моноклиальной окраине Западно-Сибирского бассейна. В совокупности три эти скважины характеризуют весь спектр обстановок.

**Виртуальная скв. ЮКО-1**, как уже было отмечено, находится в наиболее прогнутой части Южно-Карского очага генерации углеводородов. Из рис. 29, а видно, что верхнеюрская глинистая толща была литифицирована до состояния флюидоупора в конце баррема, нижеаптская — в середине альба, альбская — в туроне и туронская — в конце позднего мела, в маастрихте.

Рассмотрим историю нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции за счет углеводородов, которые генерировали органическое вещество нижнеюрского комплекса.

Ко времени «созревания» верхнеюрского флюидоупора (конец берриаса) этап I — раннекатагенного образования метана в нижнеюрском комплексе (плинсбах—бат) уже закончился. Это означает, что условия для аккумуляции раннекатагенного газа, образовавшегося за счет преобразования органического



го вещества, содержащегося в породах нижней юры, были неблагоприятны, и весь этот метан рассеялся в атмосфере. Сразу заметим, условия для сохранения раннекатагенного газа, который генерировали среднеюрская и верхнеюрская нефтегазопроизводящие толщи в этой части очага, также были неблагоприятными, поскольку, когда первый региональный флюидоупор — верхнеюрский — был литифицирован, раннекатагенный этап генерации метана в этих толщах уже закончился (см. рис. 29, а).

Термодинамические условия этапа II нижнеюрские нефтегазопроизводящие породы в разрезе виртуальной скв. ЮКО-1 «пережили» в период от начала келловей до конца баррема. На этом этапе органическое вещество типа IV генерировало преимущественно углеводородные газы (метан). Конкретно, в разрезе рассматриваемой скважины нижнеюрский комплекс на каждом км<sup>2</sup> генерировал около 380 тыс. т нефтяных соединений и 3733 млн м<sup>3</sup> метана. Сопоставление времени реализации этапа II в отложениях нижней юры и времени литификации верхнеюрского флюидоупора, показывает, что жидкие и газообразные углеводороды этого этапа генерации также рассеялись из-за отсутствия в период реализации этого этапа регионального флюидоупора над генерировавшим их комплексом.

На этапе III позднекатагенного газообразования (апт) нижнеюрский комплекс генерировал на каждом км<sup>2</sup> ничтожное количество нефтяных соединений и 1710 млн м<sup>3</sup> метана. Углеводороды этой фазы генерации могли аккумулироваться под верхнеюрским флюидоупором.

История генерации и аккумуляции среднеюрским комплексом раннекатагенного газа уже была охарактеризована выше.

Этап II в органическом веществе среднеюрского комплекса начался около 130 млн лет тому назад (начало баррема) и закончился 95—97 млн лет тому назад в конце альбского века. Органическое вещество типов IV, III и II в среднеюрском комплексе генерировало на каждом км<sup>2</sup> — 1400 тыс. т нефтяных соединений (жидкие углеводороды и гетероциклические соединения — смолы, асфальтены) и 3244 млн м<sup>3</sup> газа. На каждую тонну нефти органическое вещество этого комплекса генерировало 2313 м<sup>3</sup> газа. Генерация жидких углеводородов в комплексе составила 74.1 % от общей массы генерируемых углеводородов.

Основная масса углеводородов, которые генерировали органическое вещество среднеюрского нефтегазопроизводящего комплекса на этапе II, если они поступали в юрские резервуары, могла аккумулироваться в ловушки, поскольку ко времени их генерации верхнеюрский флюидоупор уже был достаточно надежным. В случае перетоков углеводородов в меловые резервуары, углеводороды, образованные при катагенезе органического вещества средней юры на этапе II, могли аккумулироваться в ловушки только с конца альба. Углеводороды, которые генерировали органическое вещество рассматриваемого комплекса в течение большей части этапа (апт, начало альба) в значительной степени рассеялись из-за отсутствия в это время регионального нижнеаптского флюидоупора (см. рис. 29, а).

Этап III образования конденсатного и сухого метанового газа в средней юре имел место с начала альба (110 млн лет) до конца сеномана. Этот газ мог аккумулироваться под верхнеюрским и частично аптским флюидоупорами.

В верхнеюрских нефтегазопроизводящих породах главная фаза (II этап) нефтеобразования началась в конце апта (115 млн лет) и закончилась в конце сеномана, около 93 млн лет тому назад. Они генерировали 2275 тыс. т/км<sup>2</sup> жидких углеводородов и 958 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>.

Все углеводороды, генерируемые верхнеюрскими нефтепроизводящими породами, если они поступали в юрские и берриас-барремские резервуары, могли аккумулироваться в ловушки, так как ко времени их генерации верхнеюрский и нижнеаптский флюидоупоры уже были достаточно надежными (см. рис. 29, а).

Позднекатагенный газ, который генерировал верхнеюрский комплекс (1230 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>) мог аккумулироваться под верхнеюрским, нижнеаптским, альбским и частично туронским региональными флюидоупорами (см. рис. 29, а).

Как было отмечено выше, для апт-альб-сеноманского комплекса была выполнена оценка объемов генерации углеводородов в раннем катагенезе (этап I). В органическом веществе типа IV фаза интенсивного раннекатагенного газообразования в основании аптской части комплекса началась в середине альба и закончилась в туроне. Суммарно органическое вещество апта—альба—сеномана генерировало на каждом км<sup>2</sup> — 1455 млн м<sup>3</sup> метана. Под туронским флюидоупором этот газ аккумулироваться не мог — флюидоупор не успел литифицироваться (см. рис. 29, а).

В районе виртуальной скв. ЮКО-1 в органическом веществе рассматриваемого комплекса завершилась и вторая фаза (этап II) генерации углеводородов. На этом этапе органическое вещество генерировало 172 тыс. т/км<sup>2</sup> жидких углеводородов и 2052 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>.

**Виртуальная скважина ЮКО-2** расположена на погруженной части моноклиального северо-западного склона Южно-Карской мегасинеклизы (см. рис. 7). Из рис. 29, б видно, что в районе расположения скв. ЮКО-2 верхнеюрская глинистая толща была литифицирована до состояния флюидоупора в начале апта, нижнеаптская — в конце альба, альбская — в сантоне и туронская — в начале палеоцена.

Ко времени «созревания» верхнеюрского флюидоупора (начало апта) этап I — раннекатагенного образования метана в нижнеюрском, среднеюрском и верхнеюрском комплексах практически закончился. Это означает, что условия для аккумуляции раннекатагенного газа, образовавшегося за счет преобразования органического вещества, накопившегося в этих комплексах, были неблагоприятны, и этот метан рассеялся.

Термодинамические условия этапа II нижнеюрские нефтегазопроизводящие породы в разрезе виртуальной скв. ЮКО-2 «пережили» в период от начала кимериджа до конца апта. В течение этой фазы катагенетических превращений органическое вещество типа IV генерировало преимущественно углеводородные газы (метан). В разрезе рассматриваемой скважины нижнеюрский комплекс на каждом км<sup>2</sup> генерировал около 104 тыс. т нефтяных соединений и 3600 млн м<sup>3</sup> метана, т.е. на каждую тонну нефти органическое вещество этого комплекса генерировало 34615 м<sup>3</sup> газа. Сопоставление времени реализации этапа II в отложениях нижней юры и времени литификации верхнеюрского флюидоупора, показывает, что жидкие и газообразные углеводороды этого этапа генерации в основной своей части (более 70 %) также рассеялись из-за отсутствия регионального флюидоупора.

Этап III позднекатагенного газообразования в органическом веществе нижней юры имел место в альбе—сеномане. На этом этапе нижнеюрский комплекс генерировал на каждом км<sup>2</sup> 1876 млн м<sup>3</sup> метана и очень мало жидких углеводородов. Углеводородные газы этой фазы генерации могли аккумулироваться под верхнеюрским и, частично, под нижеаптским флюидоупорами (см. рис. 29, б).

Рассмотрим историю нефтегазообразования и нефтегазонакопления за счет органического вещества среднеюрского комплекса.

В органическом веществе среднеюрского комплекса этап II начался около 120 млн лет тому назад (апт) и закончился 90 млн лет тому назад в туроне. Органическое вещество среднеюрского комплекса (типы IV, III, II) генерировало на каждом км<sup>2</sup> — 207 тыс. т жидких углеводородов и гетероциклических соединений и 1775 млн м<sup>3</sup> газа. На каждую тонну нефти органическое вещество этого комплекса генерировало 8575 м<sup>3</sup> газа. Генерация жидких углеводородов в комплексе составила 74.1 % от общей массы генерируемых углеводородов.

Все углеводороды, генерируемые среднеюрскими нефтепроизводящими породами на этапе II, если они поступали в юрские резервуары, могли аккумулироваться в ловушки. Ко времени их генерации верхнеюрский флюидоупор был достаточно надежным. В случае перетоков углеводородов в меловые резервуары, углеводороды, образованные при катагенезе органического вещества средней юры на этапе II примерно на 70 % по массе рассеялись из-за отсутствия регионального нижеаптского флюидоупора.

Этап III образования конденсатного и сухого метанового газа в средней юре имел место с турона (90 млн лет) до конца плиоцена. Этот газ мог аккумулироваться под верхнеюрским, нижеаптским, альбским и, частично, под туронским флюидоупорами.

Раннекатагенный этап генерации метанового газа в верхнеюрских нефтегазопроизводящих породах имел место в период с конца кимериджа по апт включительно. Органическое вещество верхнеюрского комплекса генерировало на этом этапе на каждом км<sup>2</sup> 3337 млн м<sup>3</sup> газа. Незначительная часть этого газа (20—30 %) могла аккумулироваться под одновозрастным флюидоупором.

Главная фаза (II этап) нефтеобразования в органическом веществе этого комплекса пород началась в альбе (110 млн лет) и закончилась в палеоцене (около 63 млн лет тому назад). Органическое вещество генерировало 2244 тыс. т/км<sup>2</sup> жидких углеводородов и 894 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>.

Углеводороды, генерируемые верхнеюрскими нефтегазопроизводящими породами, если они поступали в юрские резервуары, могли аккумулироваться в ловушки. Ко времени их генерации одновозрастной флюидоупор уже был достаточно надежным. В случае миграции углеводородов из баженновской свиты в меловые резервуары, углеводороды, образованные в начальные стадии этапа II (альб), могли в значительной степени рассеяться из-за низкой степени литификации нижеаптского и альбского и отсутствия туронского флюидоупоров (см. рис. 29, б). Позднекатагенная фаза генерации газа в верхнеюрском комплексе началась в эоцене и своего максимума не достигла. Газ этого этапа генерации в верхнеюрском комплексе (около 540 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>) мог аккумулироваться под всеми региональными флюидоупорами (см. рис. 29, б).

В апт-альб-сеноманском комплексе раннекатагенный этап генерации газа (этап I) имел место в позднем мелу (конец альба—кампан). Суммарно органическое вещество апта-альба-сеномана генерировало на каждом км<sup>2</sup> — 2504 млн м<sup>3</sup> метана. Под туронским флюидоупором этот газ аккумулироваться не мог — флюидоупор не успел литифицироваться (см. рис. 29, б).

Породы нижней части разреза этого комплекса вступили в начало второго этапа катагенных преобразований органического вещества в туроне. Этот этап не завершен. На этапе II органическое вещество этого комплекса генерировало 116 тыс. т/км<sup>2</sup> жидких углеводородов и 1945 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>.

**Виртуальная скв. ЮКО-3.** По схеме, принятой выше, далее выполнен анализ истории генерации и аккумуляции углеводородов в районе расположения виртуальной скв. ЮКО-3 (см. рис. 29, в). Скважи-

на характеризует разрез центральной части приноземельского моноклиального склона Южно-Карской мегасинеклизы. Из рис. 29, в видно, что в районе расположения скв. ЮКО-3 верхнеюрская глинистая толща была литифицирована до состояния флюидоупора в середине апта, нижнеаптская — в коньяке, альбская и туронская — в миоцене.

Ко времени литификации верхнеюрского флюидоупора этап I раннекатагенного образования метана в нижнеюрском, среднеюрском и верхнеюрском комплексах практически закончился. Это означает, что условия для аккумуляции раннекатагенного газа, образовавшегося за счет преобразования органического вещества, рассеянного в этих комплексах, были неблагоприятны. Этот метан в большей части своей массы рассеялся.

Термодинамические условия этапа II нижнеюрские нефтегазопроизводящие породы в разрезе виртуальной скв. ЮКО-3 «пережили» в период от середины апта до конца палеоцена. На этом этапе органическое вещество типа IV генерировало преимущественно углеводородные газы (метан). В разрезе рассматриваемой скважины нижнеюрский комплекс на каждом км<sup>2</sup> генерировал около 260 тыс. т нефтяных соединений и 1640 млн м<sup>3</sup> метана, т.е. на каждую тонну нефти органическое вещество этого комплекса генерировало 7077 м<sup>3</sup> газа. Сопоставление времени реализации этапа II в отложениях нижней юры и времени литификации верхнеюрского флюидоупора показывает, что жидкие и газообразные углеводороды этого этапа генерации в основной своей части (более 90 %) могли аккумулироваться под верхнеюрским региональным флюидоупором.

Этап позднекатагенного газообразования в органическом веществе нижней юры имел место в палеогене и неогене. На этом этапе нижнеюрский комплекс генерировал на каждом км<sup>2</sup> 277 млн м<sup>3</sup> метана и очень мало жидких углеводородов. Углеводородные газы этой фазы генерации могли аккумулироваться под верхнеюрским, аптским и частично альбским флюидоупорами.

В органическом веществе среднеюрского комплекса этап II начался около 100 млн лет тому назад (сеноман) и не закончился до настоящего времени. Органическое вещество среднеюрского комплекса генерировало на каждом км<sup>2</sup> — 248 тыс. т жидких углеводородов и гетероциклических соединений и 420 млн м<sup>3</sup> газа. На каждую тонну нефти органическое вещество этого комплекса генерировало 16935 м<sup>3</sup> газа. Генерация жидких углеводородов в комплексе составила 74.1 % от общей массы генерируемых углеводородов.

Все углеводороды, генерируемые среднеюрскими нефтепроизводящими породами на этапе II, если они поступали в юрские резервуары, могли аккумулироваться в ловушки. Ко времени их генерации верхнеюрский флюидоупор уже был достаточно надежным. В случае перетоков углеводородов в меловые резервуары, углеводороды, образованные при катагенезе органического вещества средней юры на этапе II, примерно на 40—50 % по массе рассеялись из-за отсутствия в период реализации этапа региональных нижнеаптского и альбского флюидоупоров (см. рис. 29, в).

Этап III образования конденсатного и сухого метанового газа в средней юре в районе скв. ЮКО-3 места не имел.

Главная фаза (II этап) нефтеобразования в органическом веществе верхнеюрского комплекса пород началась в конце турона (90 млн лет) и протекала до плиоцена. Органическое вещество генерировало 223 тыс. т/км<sup>2</sup> жидких углеводородов и 156 млн м<sup>3</sup> газа/км<sup>2</sup>. Этап не завершен.

Углеводороды, генерируемые верхнеюрскими нефтегазопроизводящими породами, если они поступали в юрские и берриас-аптские резервуары, могли аккумулироваться в ловушки. Ко времени их генерации флюидоупоры этих комплексов уже были литифицированы.

Позднекатагенная фаза генерации газа в верхнеюрском комплексе в районе скв. ЮКО-3 места не имела (см. рис. 29, в).

В апт-альб-сеноманском комплексе имел место только раннекатагенный этап генерации газа (этап I). В органическом веществе этого комплекса фаза интенсивного раннекатагенного газообразования началась в туроне и закончилась в неогене. Суммарно органическое вещество апт-альба-сеномана генерировало на каждом км<sup>2</sup> — 674 млн м<sup>3</sup> метана. Под туронским флюидоупором этот газ аккумулироваться не мог — флюидоупор не успел литифицироваться (см. рис. 29, в).

По аналогичной схеме, но уже в автоматическом режиме анализ генерации, аккумуляции и диссипации углеводородов в Южно-Карском очаге был выполнен для всех узлов сеточной модели, т.е. для всех виртуальных скважин. На этой информационной базе была выполнена сравнительная оценка генерации, аккумуляции и диссипации углеводородов отдельными комплексами.

Согласно этой оценке, основными источниками генерации нефти в очаге были в порядке убывания значимости баженовский (яновстанский), китербютский и мальшевский региональные комплексы. Баженовский комплекс генерировал — 493, китербютский — 165, мальшевский — 131 млрд т жидких углеводородов и гетероциклических соединений (нефть). В терминах Международной стратиграфической шкалы верхнеюрский комплекс генерировал — 493 млрд т, нижнеюрский 172 млрд т, среднеюрский — 140 млрд т жидких углеводородов и гетероциклических соединений (нефть). В относительных

единицах (%) верхнеюрский комплекс генерировал 61.2, нижнеюрский — 21.4, среднеюрский 17.4 жидких углеводородов и гетероциклических соединений (нефть) (табл. 1, 2).

Основными источниками генерации углеводородных газов в очаге были в порядке убывания значимости китербютский, мальшевский, яронгско-марсалинский и баженовский (яновстанский) региональные комплексы (см. табл. 1, 2). Китербютский комплекс генерировал — 326 трлн м<sup>3</sup> углеводородных газов, мальшевский — 299, баженовский (яновстанский) — 275, 145, лайдинский — 88 трлн м<sup>3</sup>. В терминах Международной стратиграфической шкалы нижнеюрский комплекс генерировал — 402 трлн м<sup>3</sup>, среднеюрский 387, верхнеюрский — 275, апт-альб-сеноманский — 167 трлн м<sup>3</sup> углеводородных газов. В относительных единицах (%) нижнеюрский комплекс генерировал 32.7, среднеюрский — 31.4, верхнеюрский — 22.3, апт-альб-сеноманский — 13.6 % углеводородных газов.

Из-за асинхронности генерации углеводородов в отдельных комплексах, времени литификации флюидоупоров и формирования ловушек углеводородов реальный вклад отдельных генерационных комплексов в аккумуляцию углеводородов был иным. Это обстоятельство необходимо учитывать при выделении нефтегазогенерационных систем.

В табл. 3 приведены (в %) потери углеводородов, которые генерировал юрский комплекс из-за отсутствия литифицированного верхнеюрского флюидоупора. Видно, что из-за отсутствия флюидоупо-

Таблица 1. **Оценка генерационного потенциала нефтегазопроизводящих пород отдельных свит в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам**

Свита	Нефть, млн т			Газ, млрд м <sup>3</sup>		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Марсалинская	1625	—	—	66425	—	—
Яронгская	1825	—	—	78825	—	—
Верхнетанопчинская	480	—	—	21280	—	—
Баженовская	14800	330175	14745	44245	199810	31425
Мальшевская	1485	88460	41570	18215	125370	155565
Лайдинская	1265	4845	2550	32845	27090	27940
Китербютская	1700	99015	64025	15065	123525	187070
Зимняя	1100	3750	2000	28310	25050	23060

Таблица 2. **Оценка генерационного потенциала нефтегазопроизводящих пород отдельных стратиграфических комплексов в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам**

Стратиграфический комплекс	Нефть, млн т			Газ, млрд м <sup>3</sup>		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Апт-альб-сеноманский	3930	—	—	166530	—	—
Верхнеюрский	14800	330175	14745	44245	199810	31425
Среднеюрский	2750	93305	44120	51060	152460	183505
Нижнеюрский	2800	102765	66025	43375	148575	210130

Таблица 3. **Оценка потерь углеводородов, которые генерировали нефтегазопроизводящие породы отдельных свит, из-за отсутствия литифицированного кимеридж-волжского флюидоупора на время генерации в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам**

Свита	Нефть, %			Газ, %		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Баженовская	60	0	0	90	0	0
Мальшевская	90	0	0	100	0	0
Лайдинская	100	15	0	100	20	0
Китербютская	100	20	0	100	25	0
Зимняя	100	25	0	100	30	0

Таблица 4. Оценка потерь углеводородов, которые генерировали нефтегазопроизводящие породы отдельных свит юры, из-за отсутствия литифицированного кимеридж-волжского флюидоупора на время генерации в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам

Свита	Нефть, млн т			Газ, млрд м <sup>3</sup>		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Баженовская	8880	0	0	39820	0	0
Малышевская	1335	0	0	18215	0	0
Лайдинская	1265	725	0	32845	5420	0
Китербютская	1700	19805	0	15065	30880	0
Зимняя	1100	935	0	28310	7515	0

Таблица 5. Оценка потерь углеводородов, которые генерировали нефтегазопроизводящие породы отдельных стратиграфических комплексов юры, из-за отсутствия литифицированного кимеридж-волжского флюидоупора на время генерации в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам

Стратиграфический комплекс	Нефть, млн т			Газ, млрд м <sup>3</sup>		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Верхнеюрский	8880	0	0	39820	0	0
Среднеюрский	2600	725	0	51060	5420	0
Нижнеюрский	2800	20740	0	43375	38395	0

Таблица 6. Оценка генерационно-аккумуляционного потенциала нефтегазопроизводящих пород отдельных свит в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам

Свита	Нефть, млн т			Газ, млрд м <sup>3</sup>		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Баженовская	5920	330155	14745	4425	199810	31425
Малышевская	150	68460	41570	0	125370	155565
Лайдинская	0	4120	2550	0	21670	27940
Китербютская	0	79212	64025	0	92645	187070
Зимняя	0	2815	2000	0	17535	23060

ра были утеряны (диссипация) практически все углеводороды, которые генерировало органическое вещество в породах нижней и средней юры и в значительной мере верхней юры на раннекатагенном и, частично, на среднекатагенном этапах. Оценка потерь жидких и газообразных углеводородов из-за отсутствия или незрелости флюидоупоров приведена в табл. 4 и 5.

Массу жидких и газообразных углеводородов, которую генерировало органическое вещество, за вычетом этих потерь будем называть генерационно-аккумуляционным потенциалом Южно-Карского очага генерации. Приведенные ниже оценки этого потенциала, как уже было сказано выше, являются некоторой оценкой сверху, поскольку не учитывают, что аккумуляция помимо наличия флюидоупоров контролировалась также наличием ловушек и их емкостью.

Из табл. 6 и 7 видно, что источником основной массы жидких углеводородов, которые, благодаря зрелости флюидоупоров, могли аккумуляроваться в ловушки, было аквагенное органическое вещество баженовской свиты (57.0 %). Несколько меньший вклад в генерационно-аккумуляционный потенциал Южно-Карского очага внесли горизонты с аквагенным органическим веществом в нижнеюрских (24.0 %) и среднеюрских (19.0 %) осадочных комплексах. В двух последних комплексах незначительный вклад в генерацию жидких углеводородов вносило также террагенное органическое вещество.

Из этих же таблиц видно, что основным генератором углеводородных газов в юрских комплексах было террагенное органическое вещество средней (37.3 %) и нижней (36.1 %) юры. Эти два комплекса поставляли в генерационно-аккумуляционную систему очага 73.4 % юрских газообразных углеводородов. Вклад верхнеюрского комплекса, который генерировал всю гамму газов C<sub>1</sub>—C<sub>4</sub> и нефть, также был значительным (26.6 %). Всего через генерационно-аккумуляционную систему прошло 614 млрд т жидких и 886 трлн м<sup>3</sup> газообразных углеводородов.

Таблица 7. Оценка генерационно-аккумуляционного потенциала нефтегазопроизводящих пород отдельных стратиграфических комплексов юры в Южно-Карском очаге нефтегазообразования с дифференциацией по этапам

Стратиграфический комплекс	Нефть, млн т			Газ, млрд м <sup>3</sup>		
	I этап	II этап	III этап	I этап	II этап	III этап
Верхнеюрский	5920	330175	14745	4425	199810	31425
Среднеюрский	150	92580	44120	0	147040	183505
Нижнеюрский	0	82025	66025	0	110180	199130

Таблица 8. Оценка генерационного потенциала, потерь УВ, генерационно-аккумуляционного потенциала нефтегазопроизводящих пород апта-альба-сеномана в Южно-Карском очаге нефтегазообразования на раннекатагенном этапе

Параметр	Свита	Нефть, млн т	Газ, млрд м <sup>3</sup>
Генерационный потенциал	Марсалинская	1625	66425
	Яронгская	1825	78825
	Верхнетанопчинская	480	21280
	Всего	3930	166530
Генерационно-аккумуляционный потенциал	Марсалинская	325	9965
	Яронгская	275	3940
	Верхнетанопчинская	5	45
	Всего	605	13950
Потери УВ	Марсалинская	1300	56460
	Яронгская	1550	74885
	Верхнетанопчинская	475	21235
	Всего	3325	152580
		Нефть, %	Газ, %
	Марсалинская	80	85
	Яронгская	85	95
Верхнетанопчинская	100	100	

В заключение рассмотрим объемы поступавшего в генерационно-аккумуляционную систему за счет генерации углеводородов меловыми комплексами, конкретно субугленосными отложениями апта-альба и сеномана (табл. 8). Как видно из табл. 8, этот комплекс отложений, который прошел только раннекатагенную стадию постдиагенетических превращений, практически не генерировал нефти и поставил в генерационно-аккумуляционную систему 166.5 трлн м<sup>3</sup> газа. Это 15.8 % всех углеводородов C<sub>1</sub>—C<sub>4</sub>, поступивших в аккумуляционную систему. В ловушках УВ мелового комплекса (альб—сеноман) доля этого изотопно-легкого газа (от –50 до –70 %) может быть значительной, но вряд ли преобладающей.

#### **ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В КАЙНОЗОЕ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕССЫ ГЕНЕРАЦИИ, МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Выше была кратко рассмотрена история генерации нефти и углеводородных газов в Южно-Карском очаге нефтегазообразования. При этом было показано, что основные процессы генерации углеводородов в этом очаге протекали в позднем мелу и особенно в кайнозое. В настоящем разделе будет схематически рассмотрено влияние геологической истории Западно-Сибирского осадочного бассейна в кайнозое на процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Как известно, в кайнозойской геологической истории Западно-Сибирского осадочного бассейна четко обособляются три совершенно непохожих друг на друга этапа, каждый из которых был крайне важен для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления на севере Западно-Сибирского бассейна. Однако характер процессов, происходивших на этих этапах, был принципиально различен.

Важно также заметить, что обособление трех этих этапов связано с глобальными геодинамическими и климатическими изменениями [Волкова и др., 2002].

**Первый этап** охватывает палеоген, в котором, как и в течение большей части мезозоя, Западно-Сибирский бассейн продолжал прогибаться. В нем накапливались мощные толщи осадков палеоцена, эоцена и олигоцена, температура пород в юрских и меловых комплексах продолжала возрастать, и активно протекали процессы катагенетических преобразований органического вещества, сопровождавшиеся интенсивной генерацией жидких и газообразных углеводородов.

**Второй этап** начался в конце олигоцена и продолжался в течение всего неогена. На этом этапе в тесной связи с историей развития Северного Ледовитого океана происходило воздымание северной части бассейна и интенсивный размыв ранее накопившихся осадков. Рост температур при воздымании в осадочном чехле прекратился. Как следствие, замедлились или приостановились и процессы генерации углеводородов. В этот же период проявились тектонические процессы в южной части Западно-Сибирской геосинеклизы и складчатом обрамлении. Эти процессы были обусловлены коллизией жесткого Индостанского блока с Азиатской литосферной плитой и, в конечном счете, привели к воздыманию южной части геосинеклизы.

Наконец, **третий этап** начался в конце плиоцена и охватил весь плейстоцен. Он связан с резким похолоданием климата в Северном полушарии, формированием многолетнемерзлых пород и мощных ледовых покровов, что коренным образом меняло термодинамический режим осадочного чехла и также оказало существенное влияние на формирование скоплений углеводородов.

К сожалению, известные нам пакеты бассейнового моделирования не позволяют в полной мере осуществить моделирование процессов, о которых будет идти речь ниже. По этой причине на данном этапе мы вынуждены ограничиться качественным рассмотрением происходивших процессов.

1. В терминах событийной геологии первый ключевой момент в новейшей геологической истории Западно-Сибирского осадочного бассейна произошел в позднем олигоцене, начале миоцена, когда режим погружения Западно-Сибирского осадочного бассейна сменился на режим воздымания и размыва палеогеновых и, частично, меловых отложений. Начало этого этапа датируется возрастом 25—20 млн лет тому назад. В результате подъема бассейна и размыва палеогеновых и, частично, меловых отложений в системе снизилась температура и давление. Как следствие, генерация углеводородов в осадочных комплексах севера Западно-Сибирского осадочного бассейна прекратилась. Система генерации углеводородов в осадочном бассейне как бы «застыла» (временно приостановилась, эта «пауза» продолжается до настоящего времени).

2. Прекращение генерации углеводородов не означает, что с этого времени прекратилось развитие и эволюция нефтегазовой системы Западно-Сибирского осадочного бассейна. Изменился характер этих процессов и режим эволюционирования системы. Если до конца олигоцена нефтегазовая система работала преимущественно как генерационная, то с началом подъема бассейна, снижения давления и температуры она работала, как миграционно-аккумуляционная и диссипативная. Благодаря подъему резервуаров, снижению в водородной системе температуры и давления, тектонической активизации, проявившейся, в частности, в обновлении древних и формировании новых разломов, создались исключительно благоприятные условия для разгрузки вод из нижележащих резервуаров в вышележащие, для выделения воднорастворенных газов в свободную фазу, для вертикальной миграции углеводородов как в виде свободных фаз, так и в воднорастворенном состоянии, для аккумуляции их в ловушки. Именно на этой стадии сформировались гетерогенные, образовавшиеся в разных по обстановкам накопления и биологическим источникам органического вещества нефтегазопроизводящих толщах, углеводородные флюиды. Процесс этот не был непрерывным и испытал, видимо, несколько фаз активизации. Соответственно, заполнение ловушек углеводородами было неравномерным во времени, носило циклический, пульсационный характер.

3. Эффекты, созданные воздыманием северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна, были усилены процессами, вызванными коллизией Индостанского блока с Азиатской литосферной плитой. Воздымание Алтая и вслед за ним южной окраины Западно-Сибирского бассейна создало благоприятные условия для инфильтрации метеорных вод в осадочный бассейн вдоль его южной границы и формирования потока подземных вод в бассейне в северном направлении. Эти эффекты должны были особенно четко проявиться в меловых комплексах, в которых песчаники обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Этот поток привел к смещению на север, латеральному движению, а затем к разгрузке в вышележащие горизонты вод из Среднего Приобья, что увеличило поток содержащих растворенный газ вод и создало дополнительный источник газа для формирования его месторождений. Значит, даже это отдаленное глобальное событие способствовало формированию газовых месторождений на севере Западной Сибири. Вероятно, смещением меловых вод на север и меньшей амплитудой неогенового воздымания можно объяснить отсутствие залежей газа в сеномане Среднего Приобья.

4. Происходивший в конце олигоцена и неогене размыв в ряде случаев мог сказаться и на сохранении залежей углеводородов. Напомним, что в северо-западной части Припайхой-Новоземельской депрессии толщины размытых пород превышали 1100 м. Примерно таким же был размыв в северной части Предьенисейской депрессии. Такие глубокие размывы могли уничтожить туронский флюидоупор и привести к разрушению скоплений углеводородов. С этих позиций требуют тщательного анализа данные сейсморазведки.

5. Как уже было отмечено выше, в конце плиоцена около 2.5 млн лет тому назад произошло еще одно глобальное событие — резкое похолодание климата в Северном полушарии. Это событие сказало на температурном режиме осадочного чехла. Особо значительное уменьшение температур имело место в позднем плейстоцене, причем происходило нарастание суровости климата. К концу позднего плейстоцена сформировались большие мощности мерзлых толщ (до 1000—1500 м), температуры грунтов были ниже современных на 8—10 °С. Резкое похолодание климата и промерзание пород осадочного чехла привело к изменению температурного поля во всем чехле. По имеющимся оценкам, даже на глубинах 3.0—3.5 км температура пород в осадочном чехле снизилась по сравнению с предплиоценовыми температурами на 15—20 °С.

Снижение температуры пород и вод в осадочном чехле, особенно в апт-альб-сеноманском комплексе привело к уменьшению растворимости углеводных газов в воде и выделению в свободную фазу новых порций растворенного в воде газа, который в результате латеральной и вертикальной миграции мог аккумулироваться в ловушки.

Не менее важными событиями этого этапа были формирование периодически мощных ледниковых покровов и их деградация. Центр ледникового покрова, мощность которого достигала 3500 м, находился в пределах акватории Карского моря. Огромные мощности льда создавали дополнительное давление на осадочный чехол. Периодическое увеличение давления за счет массы ледовых покровов и затем его снижение также оказывало влияние на формирование и переформирование залежей углеводородов.

Вопрос требует специального рассмотрения в части влияния ледникового покрова на формирование и сохранение скоплений углеводородов в акватории Карского моря.

*В заключение заметим, что все рассмотренные выше олигоцен-неогеновые процессы, близко совпавшие по времени, производили однонаправленное, воздействие на нефтегазовую систему. С определенной степенью условности, можно рассматривать их воздействие на нефтегазовую систему Южно-Карского очага как резонансное.*

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанные выше результаты моделирования процессов генерации, аккумуляции и рассеивания углеводородов в нефтегазовой системе Южно-Карского очага представляют, как нам кажется, интерес в нескольких отношениях.

Во-первых, они создают теоретическую основу для разработки критериев и построения схемы количественной оценки перспектив нефтегазоносности как собственно Южно-Карской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, так и других северных и арктических нефтегазоносных областей этой провинции. При этом эта схема может быть использована не только для регионального, но и для локального прогноза, а также отдельного прогноза нефте- и газоносности.

Во-вторых, они создают базу для дальнейшего развития осадочно-миграционной теории нафтидогенеза. Последовательное применение историко-геологического подхода к анализу процессов нефтегазообразования в таком крупном и уникальном осадочном бассейне, как Западно-Сибирский, позволило увидеть ряд моментов теории, ранее недостаточно проработанных. Отметим несколько из них. В рамках химико-кинетического моделирования процессов нафтидогенеза обычно используемые приемы определения кинетических констант не позволяют моделировать раннекатагенную генерацию углеводородов. Флюидоупоры формируются не только на стадии осадконакопления, на что обычно обращается внимание, но и, что не менее важно, в процессе литификации осадков и их превращения в осадочные породы. Теорию формирования флюидоупоров разных литологических типов (глины, карбонаты, эвапариты) еще предстоит создавать. Перечень таких примеров значительно шире.

В-третьих, нам представляется, что само выполненное исследование, его алгоритм, подходы к геологической интерпретации результатов моделирования могут быть одним из примеров подхода к исследованиям в области компьютерного общего и регионального моделирования процессов нафтидогенеза.

В условиях многочисленных и голословных утверждений о кризисе осадочно-миграционной теории нафтидогенеза и «торжестве» представлений об абиогенном, глубинном синтезе углеводородов [Кучеров, Флид, 2009; Современное..., 2012] выполненное исследование показывает, что осадочно-мигра-

ционная теория — живое, интенсивно развивающееся направление современной науки, обладающее огромной предсказательной силой.

Данное исследование выполнено в рамках работ по проектам СО РАН 73.4.1 «Разработка методов и вероятностная оценка традиционных ресурсов нефти, природного газа и конденсата в осадочной оболочке Земли, а также в бассейнах докембрия и фанерозоя Сибири» и 73.2.1 «Органическая геохимия, история формирования и эволюции нефтегазовых систем в осадочных бассейнах докембрия и фанерозоя Сибири».

#### ЛИТЕРАТУРА

**Агалаков С.Е., Бакуев О.В.** Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1992, № 11, с. 25—28.

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

**Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геологич., 1967, № 11, с. 137—142.

**Вассоевич Н.Б.** Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. Материалы Всесоюз. совещ. по генезису нефти и газа, 1968 г. М., Недра, 1972, с. 39—70.

**Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А.** Геолого-геохимические предпосылки объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа // Объемно-генетический метод оценки ресурсов нефти и газа. Ташкент, СНИИГиМС, 1980, с. 15—21.

**Вассоевич Н.Б., Трофимук А.А., Конторович А.Э., Неручев С.Г.** Новые исследования в области диагностики нефтепроизводящих отложений и оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1970, с. 61—81.

**Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А.** Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского нефтегазоносного бассейна) // Изв. АН СССР. Сер. геологич., 1971, № 11, с. 56—60.

**Вассоевич Н.Б., Назаревич Б.П., Назаревич И.А.** Опыт применения историко-генетического метода для определения времени формирования скоплений углеводородов в Восточно-Маньчском прогибе // Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые (МГК, 26-я сессия. Докл. сов. геологов). М., Наука, 1980, с. 149—161.

**Волкова В.С., Архипов С.А., Бабушкин А.Е., Кулькова И.А., Гуськов С.А., Кузьмина О.Б., Левчук Л.К., Михайлова И.В., Сухорукова С.С.** Стратиграфия нефтегазоносных областей Сибири. Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002, 246 с.

**Вышемирский В.С., Конторович А.Э.** Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли // Геология и геофизика, 1998, т. 39 (10), с. 1392—1401.

**Вышемирский В.С., Конторович А.Э.** Источники газа в юрских и меловых резервуарах северных районов Западной Сибири // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: тез. докл. науч. совещ. Новосибирск, 12—14 октября 1999 г. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 1999, с. 55—56.

**Галимов Э.М.** Генезис газов на севере Западной Сибири по данным  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta\text{D}$  метана // Докл. АН, 1995, т. 342, № 3, с. 341—374.

**Галушкин Ю.И.** Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтеносности. М., Научный мир, 2007, 456 с.

**Ермаков В.И., Лебедев В.С., Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Грачев А.В.** Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросом их генезиса // Докл. АН СССР, 1970, т. 190, № 3, с. 683—686.

**Конторович А.Э.** Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западной Сибири // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности (Тр. ЗапСибНИГНИ). М., Недра, 1967, вып. 3, с. 91—108.

**Конторович А.Э.** Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири (Тр. СНИИГиМС. Вып. 95). Новосибирск, СНИИГиМС, 1970, с. 4—52.

**Конторович А.Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности (Тр. СНИИГиМС). М., Недра, 1976, вып. 229, 250 с.

**Конторович А.Э.** Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., Наука, 1978, с. 189—204.

**Конторович А.Э., Рогозина Е.А.** Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГГиМС, Вып. 65. 1967, с. 13—25.

**Конторович А.Э., Трофимук А.А.** К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1973, № 7, с. 18—24.

**Конторович А.Э., Меленевский В.Н.** Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза // Изв. АН СССР, Сер. геологич., 1988, № 1, с. 3—13.

**Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С.** Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности (Труды СНИИГГиМС; Сер. Нефтяная геология. Вып. 50). Л., Недра, 1967, 223 с.

**Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Стасова О.Ф., Фомичев А.С.** Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности // Тр. Сер. «Нефтяная геология» СНИИГГиМС. М., Недра, 1971а, вып. 36, 251 с.

**Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А., Фомичев А.С., Данюшевская А.И., Казаринов В.В., Парпарова Г.М., Стасова О.Ф., Рогозина Е.А., Шпильман К.А.** Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири // Труды СНИИГГиМС; Вып. 118. Новосибирск, 1971б, 86 с.

**Конторович А.Э., Богородская Л.И., Мельникова В.М.** Анаэробные превращения органического вещества в древних морских осадках // Изв. АН СССР, Сер. геологич., 1974, № 9, с. 112—123.

**Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

**Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И., Стасова О.Ф., Фомичев А.С., Андруевич В.Е., Бабина Н.М., Мельникова В.М., Липницкая Л.Ф., Озеранская Л.С., Шевченко А.А.** Геохимические критерии нефтегазоносности и условия формирования скоплений нефти и газа мезозойских отложений севера Западно-Сибирской плиты // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири (Труды СНИИГГиМС; Вып. 283). Новосибирск, 1980, с. 86—127.

**Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И.** Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика, 1985а (7), с. 3—11.

**Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И.** Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах // Геология и геофизика, 1985б (9), с. 34—42.

**Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В.** Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (11), с. 1191—1200.

**Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 972—1012.

**Кругликов Н.М., Лобков В.А., Прасолов Э.М., Тихомиров В.В., Яковлев О.Н.** Особенности геохимии газов Западной Сибири как показатель условий скопления углеводородов // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л., 1980, с. 75—92.

**Курчиков А.Р.** Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М., Недра, 1992, 231 с.

**Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.** Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М., Недра, 1987, 134 с.

**Кучеров В., Флид В.** Нефть возобновляема // Химический журнал, 2009, № 1—2, с. 48—53.

**Лопатин Н.В.** О роли геологического времени в процессе карбонизации каменных углей // Вестник МГУ, Сер. геологич., 1969, № 1, с. 95—98.

**Магара К.** Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. М., Недра, 1982, 296 с.

**Меленевский В.Н.** Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии. Новосибирск, 1991, СНИИГГиМС, 48 с.

**Москвин В.И.** Некоторые особенности генерации углеводородов в природных системах // Геология и геофизика, 1986 (9), с. 43—48.

**Неручев С.Г.** Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти (результаты изучения органического вещества осадочных пород) М., Гостоптехиздат, 1962, 224 с.

- Неручев С.Г.** Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., Недра, 1969, 240 с.
- Нестеров И.И., Шпильман В.И.** Теория нефтегазоаккумуляции. М., Недра, 1987, 232 с.
- Прасолов Э.М.** Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л., Недра, 1990, 283 с.
- Современное** состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти. 1-е Кудрявцевские чтения. Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. М., ЦГЭ, 2012, 495 с.
- Соколов В.А.** Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948, 460 с.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э.** Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроводящих толщ // Геология и геофизика, 1965 (12), с. 3—14.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Неручев С.Г.** Стадийность и глубинная зональность нефтегазообразования в бассейнах разного типа и их влияние на размещение нефти и газа // 27-й МГК. Доклады. М., Наука, 1984, т. 13, с. 81—85.
- Успенский В.А.** Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. геологич., 1954, № 6, с. 94—101.
- Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Сенникова В.Н.** К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы образования нефти. Л., 1958, с. 221—314.
- Фомин А.Н.** Катагенез органического вещества. Методы диагностики // Б.М.: Lambert Academic Publishing, 2012, 226 с.
- Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О.** Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1875—1887.
- Applied petroleum geochemistry** / Ed. M.L. Bordenave. Paris, Editions Technip, 1993, 524 p.
- Burnham A.K., Sweeney J.J.** A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance // Geochim. Cosmochim. Acta, 1989, v. 53, p. 2649—2657.
- Schoell V.** The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins // Geochim. Cosmochim. Acta, 1980, v. 44, p. 649—661.
- Durand B., Alpern J., Pition J.L., Pradier B.** Reflectance of vitrinite as a control of thermal history of sediments // Thermal modeling of sedimentary basins / Ed. J. Burrus, 1986, p. 441—474.
- Fjellanger E., Kontorovich A.E., Barboza S.A., Burshtein L.M., Hardy M.J., Livshits V.R.** Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin // Petroleum geology: from mature basins to new frontiers — proceedings of the 7th Petroleum geology conference, VINING, B.A. & PICKERING, S.C. (Eds.) (Petroleum geology conferences Ltd. published by the Geological Society, London), Petroleum Geology Conference series 2010, v. 7, p. 659—668.
- Gradstein F.M., Ogg J.G., van Kranendonk M.** On the Geologic Time Scale 2008 // Newsletters on Stratigraphy, 2008, v. 43, № 1, p. 5—13.
- Hantschel T., Kauerauf I.A.** Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009, 476 p.
- Kontorovich A.E.** Geochemical methods for the quantitative evaluation of the petroleum potential of sedimentary basins // AAPG Memoir., 1984, v. 35, p. 79—109.
- Kontorovich A.E.** Formation of oil and gas in the Earth's crust // Petrol. Geol. Handbook. OSI Publication, Los Angeles, 1991, p. 548—571.
- Kontorovich A., Burshtein L., Ershov S., Kazanenkov V., Kim N., Kontorovich V., Melenevskiy V., Safronov P., Fomin A., Fursenko E., Shemin G.** Organic geochemistry, petroleum systems, history of oil and gas generation and accumulation in northern part of West Siberian basin // 25th International Meeting on Organic Geochemistry (Interlaken, Switzerland 18—23 Sept., 2011). Book of abstracts. Interlaken, 2011, p. 236.
- Sweeney J.J., Burnham A.K.** Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics // AAPG Bull., 1990, v. 74, p. 1559—1570.
- Tissot B.P., Welte D.H.** Petroleum formation and occurrence, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1984, 699 p.

*Поступила в редакцию  
16 апреля 2013 г.*