

## 27. ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ СИБИРИ И НАФТИДОГЕНЕЗ: ЭВОЛЮЦИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ, ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГЕНЕРАЦИИ, МИГРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ И СОХРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

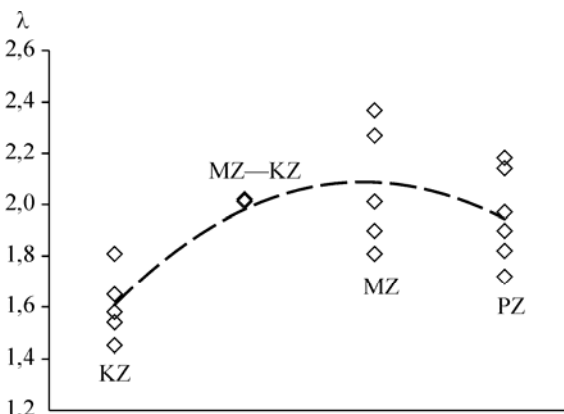
**Программа 27.1. Нафтидогенез и его эволюция в истории Земли; закономерности генерации, миграции, аккумуляции и сохранения залежей углеводородов в осадочных бассейнах Сибири**

(Координаторы академик А. Э. Конторович, член-корреспондент РАН В. А. Каширцев)

Учеными Института геологии нефти и газа предложена модель распределения масштабов скоплений углеводородов в природных системах, согласно которой величина их скоплений определяется скоростями аккумуляции и разрушения. Распределение скоплений по крупности возникает в силу случайного характера параметров, определяющих скорости аккумуляции и диссипации углеводородов. Полученные модельные распределения для крупных и крупнейших скоплений с высокой точностью аппроксимируются усеченным распределением Парето

$$\varphi(\theta) = \frac{(\theta_{\max})^\lambda (1-\lambda)}{\lambda\theta_{\max} + \theta_0 \left[ 1 - \lambda - \left( \frac{\theta_{\max}}{\theta_0} \right)^\lambda \right]} \left[ \frac{1}{\theta^\lambda} - \frac{1}{(\theta_{\max})^\lambda} \right]$$

Здесь  $\lambda$  — параметр распределения,  $\theta$  — запасы скопления УВ,  $\theta_0$ ,  $\theta_{\max}$  — минимально учитываемые и максимально возможные размеры скопления УВ.

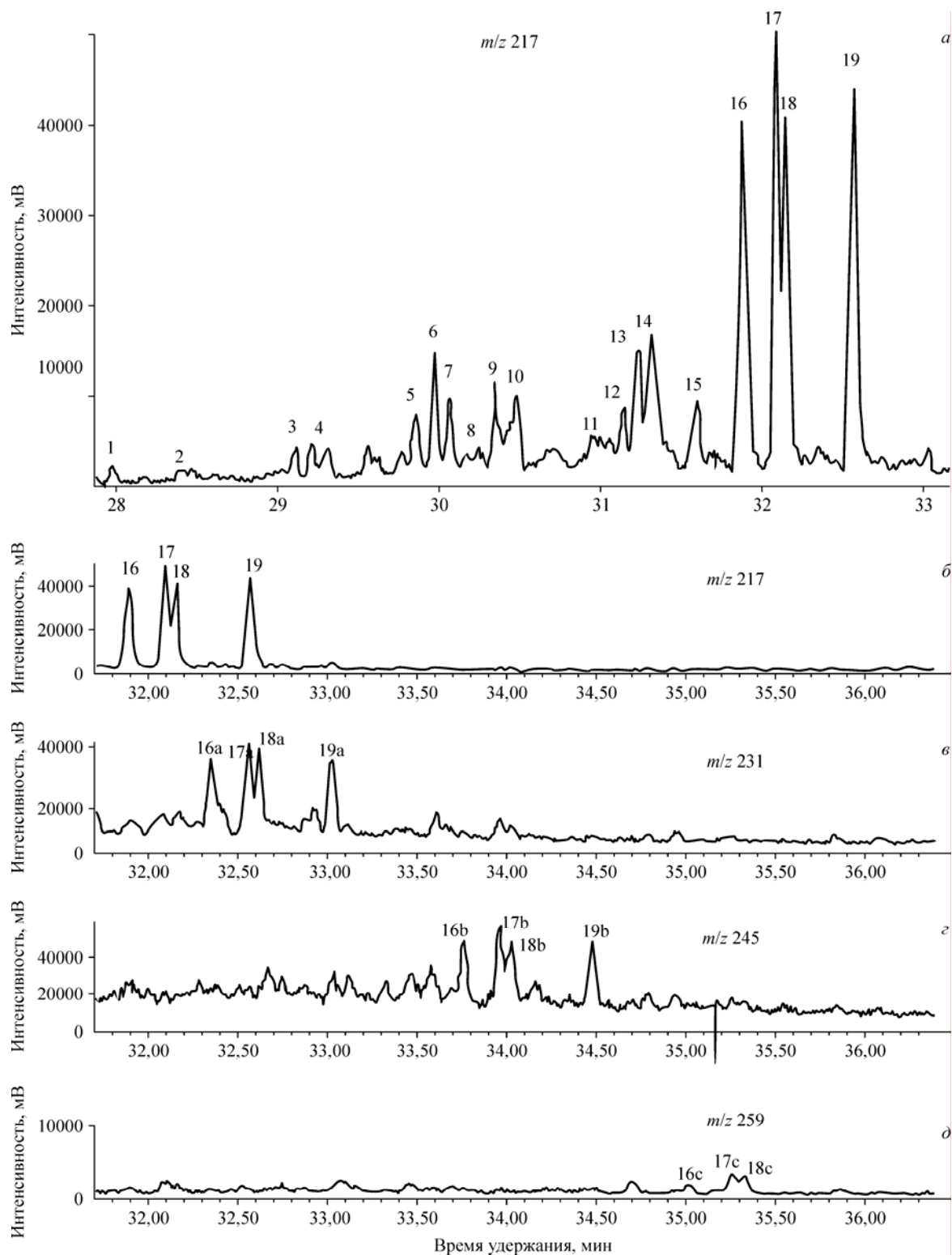


**Рис. 1.** Зависимость показателя степени  $\lambda$  в усеченном распределении Парето от преимущественного возраста осадочного выполнения седиментационных бассейнов.

**Fig. 1.** The relationship between exponent of power  $\lambda$  in the truncated Pareto distribution and the prevalent age of the sedimentary filling of sedimentary basins.

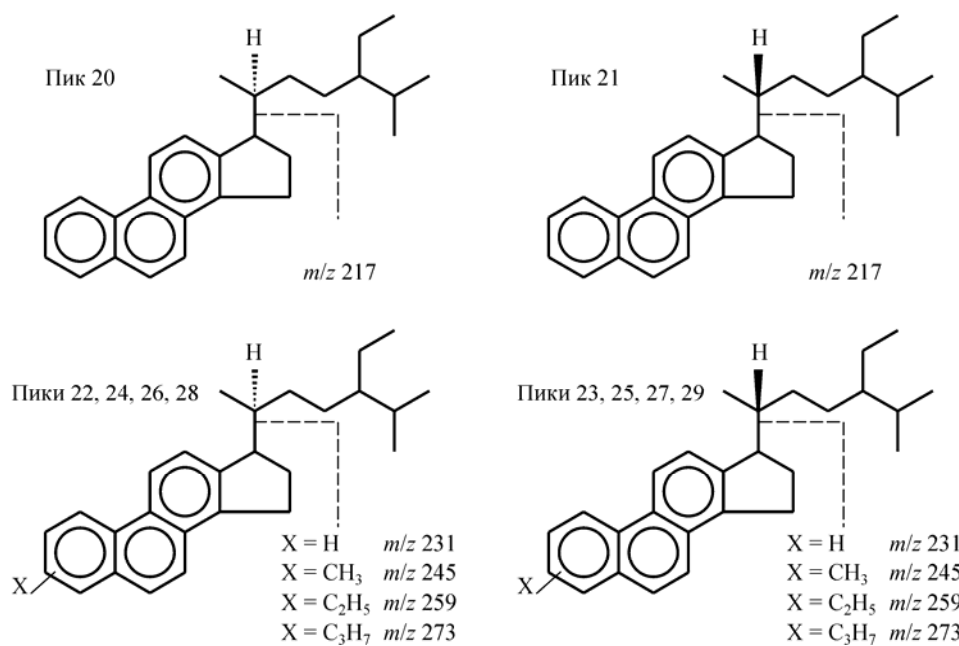
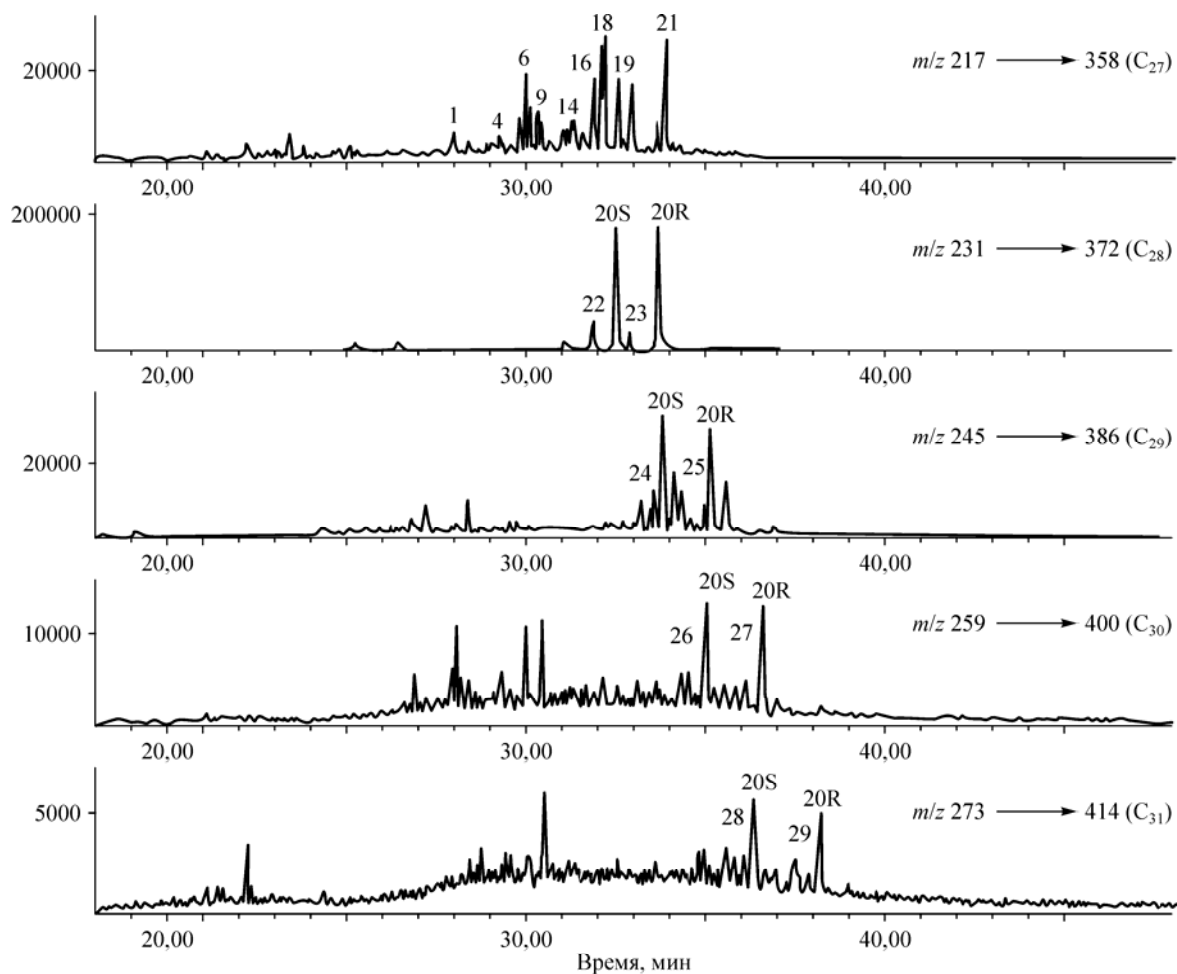
Установлена связь параметров усеченного распределения Парето с характеристиками вмещающих отложений и историей их развития. Преобладание скоплений с низкими скоростями разрушения и достижением большей частью скоплений стационарного состояния приводит к показателю степени в распределении Парето, близкому к 2 (рис. 1). Существенные отклонения показателя степени от значения 2 следует ожидать: в сторону уменьшения — для совокупностей, активно формирующихся или активно разрушающихся скоплений, что качественно подтверждается фактическими данными; в сторону увеличения — для совокупностей скоплений с плохими условиями сохранения. Доля мелких скоплений будет тем ниже, чем больше в системе доля скоплений с относительно высокими скоростями аккумуляции.

Сотрудниками Института геологии нефти и газа и Института проблем нефти и газа в нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы установлен ранее неизвестный гомологический ряд алкилстеранов, а в битумоидах кембрийской горючесланцевой формации и в нефтях северного склона Алданской антеклизы идентифицированы новые алкилароматические стероиды. Хромато-масс-спектрометрические исследования фракций насыщенных и ароматических углеводородов ряда нефтей Непско-Ботуобинской и Алданской антеклиз позволили определить гомологический ряд «удлиненных» тетрациклических углеводородов — алкилстеранов и триароматических стероидов, которые до последнего времени не были известны в нефтях этого региона (рис. 2, 3, см. таблицу). Тетрациклические насыщенные углеводороды являются одной из важнейших групп биомаркеров, а среди них ведущая роль принадлежит стеранам — соединениям, имеющим в основе тетрациклического ядра структуру циклопентанпергидрофенантрена. Они



**Рис. 2.** Распределение стеранов и алкилстеранов в нефти Среднеботуобинского месторождения при сканировании по масс-хроматограммам  $m/z$  217 (а и б),  $m/z$  231 (в),  $m/z$  245 (г),  $m/z$  259 (д). Идентификация пиков в таблице;  $m/z$  — отношение массы фрагмента соединения к заряду этого фрагмента.

**Fig. 2.** Distribution of regular steranes and alkylsteranes in the Vendian oils of the Nepa-Botuoba anteclise in mass fragmentograms  $m/z$  217 (а & б), 231 (в), 245 (г), 259 (д). Peak identification in Table;  $m/z$  — fragment mass-to-fragment charge ratio.



**Рис. 3.** Ароматические стероиды в нефтях и в битумоидах горючих сланцев Лено-Амгинского междуречья (северный склон Алданской антеклизы).

**Fig. 3.** Aromatic steroids in oils and bitumens of oil shales in the Lena-Amga interfluvium (northern slope of the Aldan antecline).

Идентификация стеранов на масс-фрагментограммах  $m/z$  217, 231, 245, 259Sterane identification on mass fragmentograms  $m/z$  217, 231, 245, 259

Номер пика	Эмпирическая формула	Молекулярный вес	Название структуры
1	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	13β(H), 17α(H)-диахолестан (20S)
2	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	13β(H), 17α(H)-диахолестан (20R)
3	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	13α(H), 17β(H)-диахолестан (20R) +
	C <sub>28</sub> H <sub>50</sub>	386	13β(H), 17α(H)-24-метилдиахолестан (20S)
4	C <sub>28</sub> H <sub>50</sub>	386	13β(H), 17α(H)-24-метилдиахолестан (20R)
5	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	5α(H), 14α(H), 17α(H)-холестан (20S)
6	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	5α(H), 14β(H), 17β(H)-холестан (20R) +
	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	13β(H), 17α(H)-24-этилдиахолестан (20S)
7	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	5α(H), 14β(H), 17β(H)-холестан (20S)
8	C <sub>27</sub> H <sub>48</sub>	372	5α(H), 14α(H), 17α(H)-холестан (20R)
9	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	13β(H), 17α(H)-24-этилдиахолестан (20R)
10	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	Нерегулярный стеран C29
11	C <sub>28</sub> H <sub>50</sub>	386	5α(H), 14α(H), 17α(H)-24-метилхолестан (20S)
12	C <sub>28</sub> H <sub>50</sub>	386	5α(H), 14β(H), 17β(H)-24-метилхолестан (20R)
13	C <sub>28</sub> H <sub>50</sub>	386	5α(H), 14β(H), 17β(H)-24-метилхолестан (20S)
14	C <sub>30</sub> H <sub>54</sub>	414	13β(H), 17α(H)-24-пропилдихолестан (20R)
15	C <sub>28</sub> H <sub>50</sub>	386	5α(H), 14α(H), 17α(H)-24-метилхолестан (20R)
16	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	5α(H), 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20S)
17	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	5α(H), 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20R)
18	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	5α(H), 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20S)
19	C <sub>29</sub> H <sub>52</sub>	400	5α(H), 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20R)
16a	C <sub>30</sub> H <sub>54</sub>	414	3β-метил, 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20S)
17a	C <sub>30</sub> H <sub>54</sub>	414	3β-метил, 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20R)
18a	C <sub>30</sub> H <sub>54</sub>	414	3β-метил, 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20S)
19a	C <sub>30</sub> H <sub>54</sub>	414	3β-метил, 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20R)
16b	C <sub>31</sub> H <sub>56</sub>	428	3β-этил, 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20S)
17b	C <sub>31</sub> H <sub>56</sub>	428	3β-этил, 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20R)
18b	C <sub>31</sub> H <sub>56</sub>	428	3β-этил, 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20S)
19b	C <sub>31</sub> H <sub>56</sub>	428	3β-пропил, 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20R)
16c	C <sub>32</sub> H <sub>58</sub>	442	3β-пропил, 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20S)
17c	C <sub>32</sub> H <sub>58</sub>	442	3β-пропил, 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20R)
18c	C <sub>32</sub> H <sub>58</sub>	442	3β-пропил, 14β(H), 17β(H)-24-этилхолестан (20S)
19c	C <sub>32</sub> H <sub>58</sub>	442	3β-пропил, 14α(H), 17α(H)-24-этилхолестан (20R)

несут обширную информацию о составе ископаемого материнского органического вещества (ОВ), обстановках его захоронения и постседиментационных изменениях. Стераны с числом атомов углерода более 30 в природе встречаются весьма редко. Известны лишь единичные нефти, в которых идентифицированы стераны с алкильными заместителями в положении 3β вплоть до *n*-пентила. К ряду таких «редких» нефтей теперь можно отнести и нефти Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Биологические предшественники описанных выше алкилстеранов пока не известны. Есть предположения, что формирование подобных структур возможно из Δ<sup>2</sup>-стеранов в результате бактериального метилирования.

Идентификация в нефтях Непско-Ботуобинской и Алданской антеклиз редко встречающихся в природе молекул-биомаркеров имеет существенное значение для корреляции разновозрастных нефтей на востоке Сибирской платформы.

На основе новейших структурных построений и результатов органико-геохимических исследований выполнено предварительное математическое моделирование процессов генерации и аккумуляции углеводородов в верхне-среднеюрской нефтегазоносной системе южных районов Западной Сибири. Установлена локализация основных очагов генерации и вероятных узлов аккумуляции углеводородов. Дана интервальная оценка масштабов процессов генерации.

**Программа 27.2. Стратиграфия, биогеохронология и типизация экосистемных перестроек в протерозойско-фанерозойской истории осадочных бассейнов Сибири, связь с глобальными изменениями среды, процессами осадконакопления и эпохами нафтидогенеза (Координатор член-корреспондент РАН А. В. Каныгин)**

Специалистами Института геологии нефти и газа дано современное обоснование границ и объемов венда Байкало-Патомского нагорья. Доказан крупный перерыв в основании жербинской свиты. Тесно связанная с ней тирбэсская свита переведена в завершающую ее пачку. Тинновская свита отделена от жербинской и перекрывающей нохтуйской перерывами. Впервые обнаруженные здесь мелкораковинные окаменелости позволили обосновать нижнюю границу кембрия в основании нохтуйской свиты, а тинновскую — отнести к немакитдалдынскому ярусу венда. Уточнение изотопной хемотратиграфии венд-кембрийских отложений опорного Нохтуйского разреза показало, что палеонтологически обоснованной нижней границе кембрия здесь, как и во всех остальных разрезах Сибирской платформы, соответствует маркирующая отрицательная экскурсия  $\delta^{13}\text{C}$  (рис. 4). Корреляция смежных с ней пиков позволила этим методом протрассировать границы зон *regularis* и *lenaicus* и сделать два вывода. Во-первых, окаменелости зоны *trisulcatus* в разрезах Сибири встречены ниже подошвы манькайской свиты, а снизу в нее проходят некоторые представители эдиакарской фауны. Поэтому выделявшийся на ее основе манькайский ярус не имеет биостратиграфического смысла, а его нижняя граница не может использоваться для обоснования венд-кембрийского рубежа. Во-вторых, жербинская свита соответствует эдиакарскому ярусу хорбусуонского разреза Оленекского поднятия. Нижневендские отложения в регионе сохранились лишь в палеодепрессиях.

Сотрудниками Института геологии нефти и газа на основе детального изучения палеозоя Щучинского выступа и сравнительного анализа данных по смежным территориям разработана модель геологического строения островодужных комплексов в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы. Результаты комплексного изучения методами детальной биостратиграфии, структурного картирования, литогеодинамического и фациального анализа, петрологии, петрогеохимии и органической геохимии позволили реконструировать обста-

новки и эволюционные этапы процессов седиментогенеза и петрогенеза, подтвердить островодужную природу структурно-формационных комплексов этой территории и выявить их важнейшие морфологические, структурные, фациальные и петрохимические индикаторные характеристики, которые можно использовать для диагностики геодинамических обстановок и интерпретации буровых и геофизических данных на других площадях Западно-Сибирской геосинеклизы. Характерными особенностями таких комплексов являются закономерные латеральные и вертикальные сочетания мощных карбонатных массивов с вулканическими, терригенными и кремнистыми породами, наличие в окружении рифогенных тел склоновых фаций (грубообломочные микститы и тонкотерригенные градационные гравититы), пространственная сближенность глубоководных и мелководных фаций. Сравнительный анализ геолого-геофизических данных показывает, что такие комплексы широко распространены в палеозое Западно-Сибирской геосинеклизы (рис. 5).

Специалистами Института геологии нефти и газа совместно с коллегами из СНИИГГиМСа и других производственных организаций составлены новые «Корреляционные региональные стратиграфические схемы триаса и юры Западной Сибири». В них учтены все накопленные к настоящему времени материалы по палеонтологической характеристике и вещественному составу выделяемых в Западной Сибири литостратонов. Схемы утверждены МСК России и опубликованы. Наиболее существенно по сравнению с предшествующими региональными схемами мезозоя Западной Сибири [Решения..., 1991] изменены схемы юры Западной Сибири. В части региональных стратиграфических подразделений юрских и триасовых схем приведены параллельные зональные шкалы по всем основным группам фоссилей, известных из этих отложений. Обосновано обособление китербютского, шараповского и надояхского горизонтов вместо ранее выделявшегося джангодского. Границы горизонтов, как правило, не совпадают с ярусными. Струк-

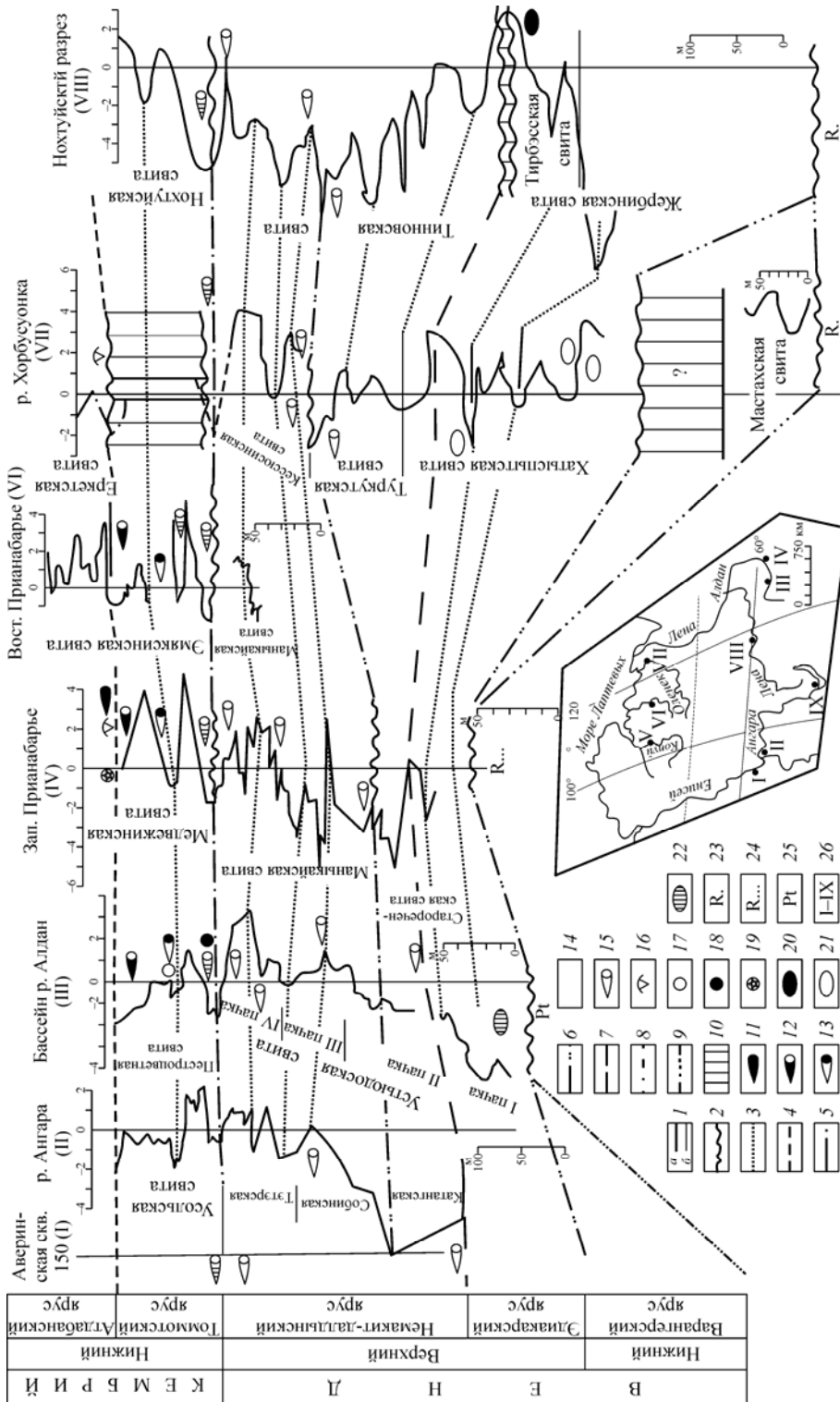
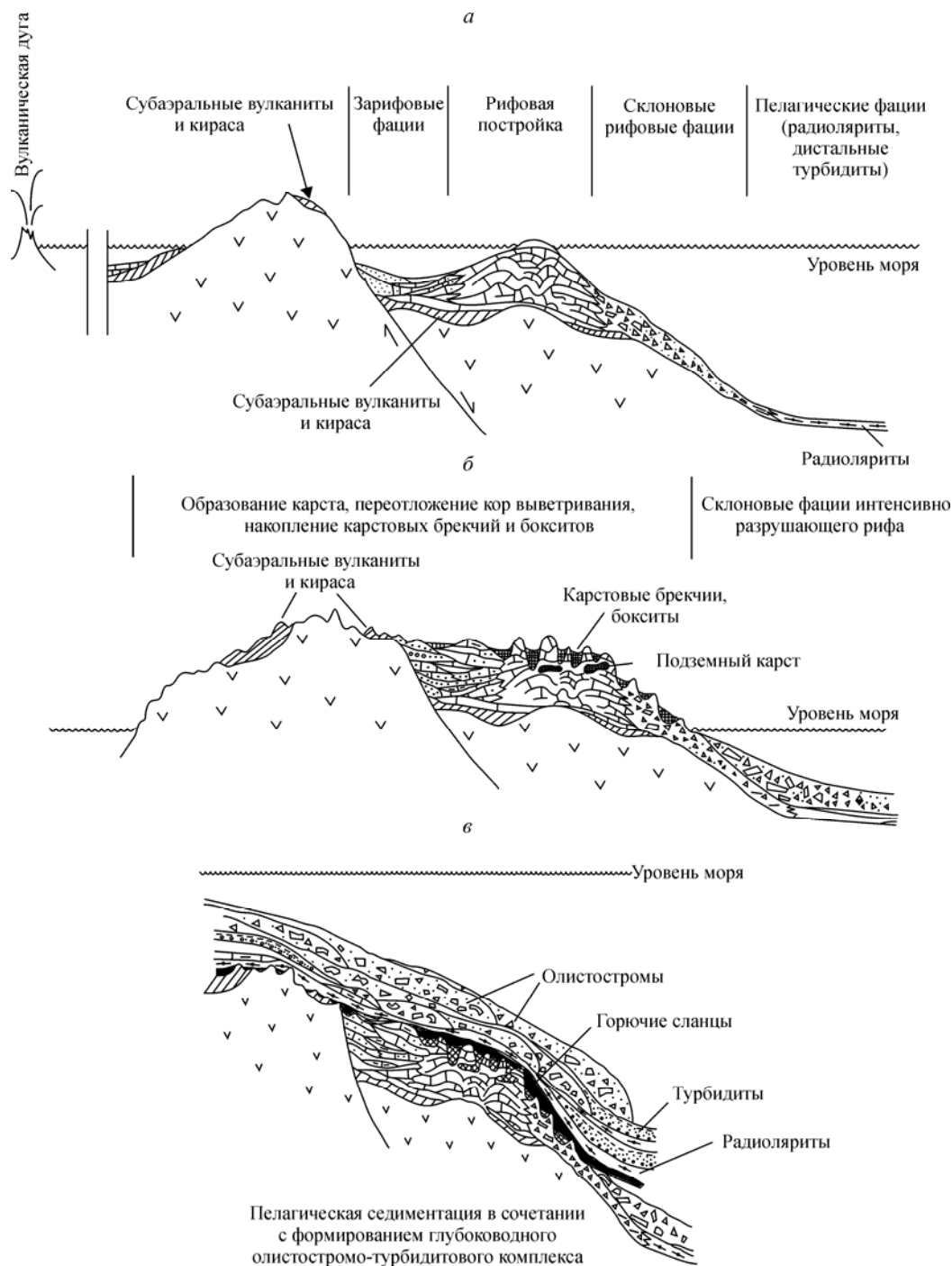


Рис. 4. Хемостратиграфическая модель венд-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы.

1 — границы подразделений (a — свит, б — пачек); 2 — размыты; 3 — хемостратиграфические корреляционные линии; 4 — граница атдабанского и томотского ярусов; 5 — граница кембрия-докембрия; 6 — уровень основания манькайской свиты; 7 — подошва немакит-далдынского яруса; 8 — граница нижнего и верхнего венда; 9 — нижняя граница венда; 10 — перерывы в осадконакоплении; 11–15 — мелкоразомкнутые окаменелости (11 — атдабанского яруса, 12 — зоны *Dokidocyathus lenaticus*; 13 — зоны *Dokidocyathus regularis*; 14 — зоны *summaginiticus*; 15 — немакит-далдынского яруса); 16 — трилобиты; 17–19 — археоцаты (17 — атдабанского яруса, 18 — зоны *regularis*; 19 — зоны *summaginiticus*); 20–22 — диакаровские окаменелости (20 — в Прибайкалье, 21 — по р. Хорбусуонка, 22 — по р. Юдома); 23–25 — индексы подразделений (23 — верхний рифей, 24 — верхний и средний рифей, 25 — ранний докембрий); 26 — привязка.

Fig. 4. Chemostratigraphic model for the Vendian — Lower Cambrian deposits of the Siberian Platform.

1 — boundaries of units: a — formations, б — members; 2 — washouts; 3 — chemostratigraphic correlation lines; 4 — Atdabanian-Tommotian boundary; 5 — Precambrian-Cambrian boundary; 6 — Manykai Formation basement level; 7 — Nemakit-Daldyn Stage roof; 8 — boundary of Lower and Upper Vendian; 9 — lower boundary of Vendian; 10 — breaks in sedimentation; 11 — 15 — small shelly fossils: 11 — Atdabanian Stage, 12 — *Dokidocyathus lenaticus* Zone, 13 — *Dokidocyathus regularis* Zone, 14 — *summaginiticus* Zone, 15 — Nemakit-Daldyn Stage; 16 — trilobites; 17–19 — archoocyathids: 17 — Atdabanian Stage, 18 — *regularis* Zone, 19 — *summaginiticus* Zone; 20–22 — Ediacarian fossils: 20 — in Baikai region, 21 — Khorboosouka River, 22 — Yudoma River; 23–25 — unit indices: 23 — Upper Riphean, 24 — Upper and Middle Riphean, 25 — Early Precambrian; 26 — referencing of sections in the inset.



**Рис. 5.** Основные этапы формирования и пространственные соотношения девонских формационных комплексов островной дуги (Янганопинский участок Щучинского выступа). *а* — начало пражского века; *б* — начало эмсского века; *в* — начало живетского века.

**Fig. 5.** The main stages in the development of formational complexes of island arc and their special relations (Yangano-Pe section of the Shuch'ya inlier). *a* — Early Pragian, *b* — Early Emssian, *v* — Early Givetian.

турно-фациальное районирование юрских отложений Западной Сибири, основанное на обособлении фациальных областей (морского, переходного и континентального седиментогенезов) и районов, существенно изменено по

сравнению с предшествующими схемами (рис. 6). В корреляционной части схем введены новые свиты (салатская, пешковская, тогурская, китербютская — в нижней и средней юре, нурминская — в верхней юре). Страти-

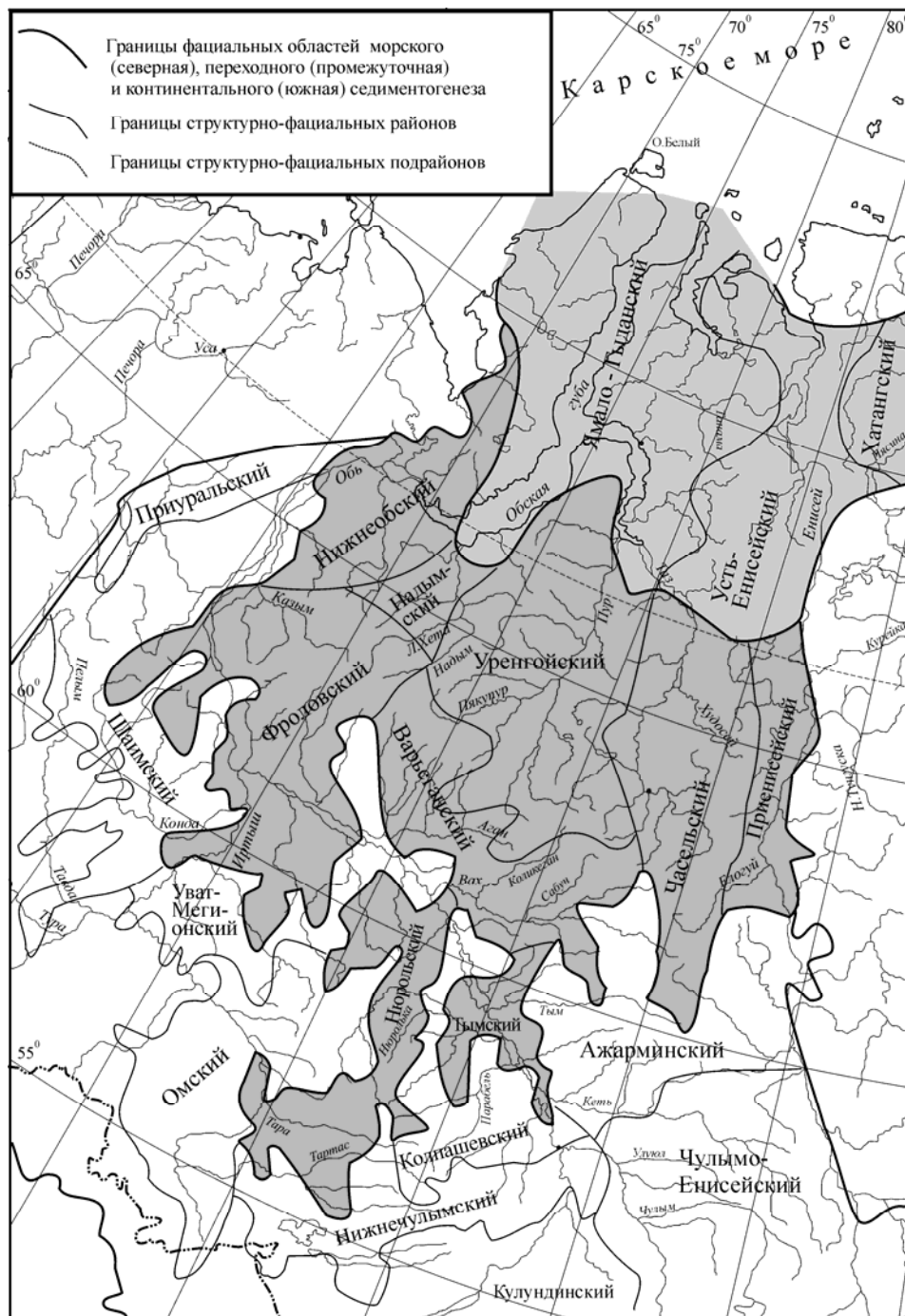


Рис. 6. Схема структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловеев) юры Западной Сибири.

Fig. 6. The chart for the Lower and Middle (except Callovian) Jurassic structure-facial zonation in West Siberia.

графические диапазоны ранее выделенных свит юры существенно уточнены. В схемах приведены стратиграфические привязки продуктивных пластов и сейсмогоризонтов. В разделе «Смежные регионы» приведены схемы стратиграфии юры и триаса севера Средней

Сибири с детально разработанными в последние десятилетия на разрезах естественных выходов этого региона параллельными зональными шкалами по всем встречающимся в этих отложениях группам фауны и флоры.



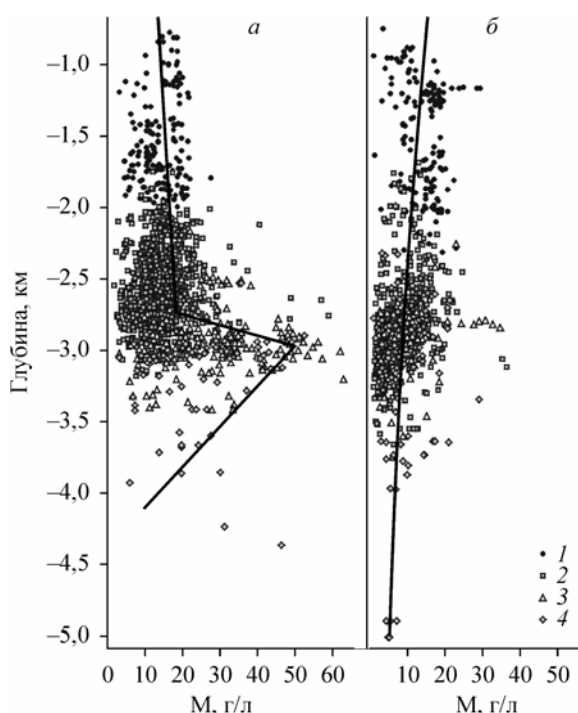
**Программа 27.3. Осадочные бассейны: геология, история развития, литология, флюидный режим и нефтегазоносность**  
(Координаторы академик А. Э. Конторович, член-корреспондент РАН И. И. Нестеров)

Сотрудниками Института геологии нефти и газа выявлены специфические особенности геологического строения меловых отложений северной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, обусловившие локализацию в них уникальных газовых и специфику нефтяных залежей. Главные из этих особенностей: изменение степени заполнения ловушек газа, глубин газонефтяных контактов залежей и их наклонов. Изучены стратиграфия этого возрастного интервала, современная структура выполняющего его комплекса, проведено тектоническое районирование территории. На основе структурных и тектонических построений создана новейшая версия нефтегазогеологического районирования северных и арктических

областей Западной Сибири. Выявленные характеристики и особенности строения сеноманских залежей газа ряда крупных и гигантских месторождений позволили установить, что их формирование происходило в результате интенсивной вертикальной миграции газа в предчетвертичное время.

Специалистами Института геологии нефти и газа изучена геохимия подземных вод и разработана схема вертикальной гидрогеохимической зональности Надым-Тазовского междуречья, где выявлены солоноватые, соленые воды и реже слабые рассолы с общей минерализацией до 64 г/л, которые формируют прямую, обратную и более сложную вертикальную гидрогеохимическую зональность. Развитее в регионе подземные воды по генезису подразделяются на четыре типа: седиментогенные (юрские); седиментогенные (из палеозойского фундамента); древние инфильтрационные и конденсационные.

Основные факторы, формирующие вертикальную гидрогеохимическую зональность в регионе: история геологического развития региона; генетический тип подземных вод; степень взаимодействия воды с горными породами и органическим веществом. Прямая гидрохимическая зональность доминирует в южных структурах региона, а инверсионная — в северных (рис. 7). Первый тип зональности развит на участках распространения карбонатных и терригенно-карбонатных пород палеозойского фундамента и, вероятно, связан с поступлением отжимающихся при уплотнении седиментогенных, но метаморфизованных палеозойских рассолов в ниже-среднеюрские отложения. Второй тип зональности — инверсионный, приурочен к обширным территориям развития вулканогенно-осадочного комплекса триаса, который в исследуемом регионе местами достигает мощности 1,5–2,0 км. В исследованном регионе преобладает элизионный тип гидродинамического режима над инфильтрационным, что свидетельствует о высокой гидродинамической изолированности водоносных комплексов друг от друга.



**Рис. 7.** Зависимость общей минерализации подземных вод от глубины залегания водоносных горизонтов в пределах южных (а) и северных (б) частей региона. Водоносные комплексы: 1 — апт-альб-сеноманский, 2 — неокомский, 3 — верхнеюрский, 4 — нижне-среднеюрский.

**Fig. 7.** The relationship between the general mineralization of underground waters and the depth of occurrence of aquifers in the southern (a) and northern (b) parts of the region. Aquiferous complexes: 1 — Aptian-Albian-Cenomanian, 2 — Neocomian, 3 — Upper Jurassic, 4 — Lower Jurassic.