

3. Егоров В. Н. Современные представления о средообразующей и экологической роли струйных метановых газовыделений со дна Черного моря / В. Н. Егоров [и др.] // Морський екологічний журнал. – 2003. – Т. II, № 3. – С. 5–26.
4. Макогон Ю. Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения / Ю. Ф. Макогон // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – № 2. – С. 5–21.
5. Романовский Н. Н. Многолетняя динамика толщ мерзлых пород и зоны стабильности гидратов газов в рифтовых структурах Арктического шельфа Восточной Сибири (Сообщение 2) / Н. Н. Романовский [и др.] // Криосфера Земли. – 2006. – Т. X, № 1. – С. 29–38.
6. Совга Е. Е. Источники, стоки и перенос метана в Черном море / Е. Е. Совга, С. П. Любарцева. – Севастополь : Морской гидрофизический институт НАН Украины, 2006. – С. 530–546.
7. Режим доступа: <http://berg-privileg.com/archive/detail.php?ID=309>, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.

References

1. Gusejnov R. A. Gazogidratonosnost' osadochnogo chehla Juzhnogo Kaspija / R. A. Gusejnov, Ch. S. Muradov // Mat-ly jubilejnoj sessii, posvjaw. 50-letiju Instituta geologii Akademii nauk Azerbajdzhanskoj SSR. – Baku : Jelm, 1989. – S. 63–66.
2. Gusejnov R. A. Uglevodorodnye gazy Kaspijskogo morja / R. A. Gusejnov, F. G. Dadashev. – Baku : Nafta-Press, 2000. – S. 128.
3. Egorov V. N. Sovremennye predstavlenija o sredoobrazujuwej i jekologicheskoy roli strujnyh metanovyh gazovydelenij so dna Chernogo morja / V. N. Egorov [i dr.] // Mors'kij ekologichnij zhurnal. – 2003. – T. II, № 3. – S. 5–26.
4. Makogon Ju. F. Gazogidraty. Istorija izuchenija i perspektivy osvoenija / Ju. F. Makogon // Geologija i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana. – 2010. – № 2. – S. 5–21.
5. Romanovskij N. N. Mnogoletnjaja dinamika tolw merzlyh porod i zony stabil'nosti gidratov gazov v riftovyh strukturah Arkticheskogo shel'fa Vostochnoj Sibiri (Soobwennie 2) / N. N. Romanovskij [i dr.] // Kriosfera Zemli. – 2006. – T. X, № 1. – S. 29–38.
6. Sovga E. E. Istochniki, stoki i perenos metana v Chernom more / E. E. Sovga, S. P. Ljubarcewa. – Sevastopol' : Morskoy gidrofizicheskij institut NAN Ukrainy, 2006. – S. 530–546.
7. Rezhim dostupa: <http://berg-privileg.com/archive/detail.php?ID=309>, svobodnyj. – Zaglavie s jekrana. – Jaz. rus.

ГЕНЕРАЦИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД АСТРАХАНСКОГО СВОДА

*Халед Гамаль Эльмаадави, аспирант, Арабская Республика Египет,
e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Изучение биомаркеров в системе органического вещества (ОВ), конденсата, нефти и газа имеет много показаний. Во-первых, оно признает генетические связи и различия между типами в системе. Во-вторых, это указывает на источники генерации и генетическую связь с выявленными стратиграфическими комплексами. В-третьих, оно определяет пути миграции углеводородов от зон генерации к зонам нефтегазоаккумуляции.

На Астраханском своде активные процессы генерации начались после формирования соленосной толщи кунгура и продолжались в связи с интенсивным погружением в мезозое и кайнозое. Поток УВ осуществлялся из центральных районов Прикаспийской впадины, Сарпинского-Заволжского прогибов, где нефтематеринские породы (НМП) карбона – девона прогревались до температуры 58–116 °С, что обеспечивало условия интенсивной генерации УВ.

Ключевые слова: биомаркеры, генерация, нефтематеринские породы, нефтегазоаккумуляция.

GENERATION OF SOURCE ROCKS OF ASTRAKHAN ARCH

Khaled Gamal Elmaadavi, Post-graduate student, Arabian Republic Egypt,
e-mail: geologi2007@yandex.ru

The study of biomarkers in the system of organic matter (OM), oil condensate and gas has many indications. Firstly, it recognizes the genetic relationships and differences between types in the system. Secondly, it indicates the sources of generation and a genetic relation with identified stratigraphic complexes. Thirdly, it determines the migration routes of hydrocarbon from zones of generation to zones of oil and gas accumulation.

In the Astrakhan Arch, the generation process started intensively after the formation of kungrian salt and continued with an intensive subsidence in the Mesozoic and Cenozoic. Hydrocarbons come from the central regions of the Caspian basin, Sarpinsky Zavolzhsky grabens, where the Carboniferous – Devonian source rocks have a temperature of 58–116 °C, which provided the conditions of intensive hydrocarbon generation.

Key words: biomarkers, generation, source rocks, oil and gas accumulation.

Фазовая зональность углеводородов формируется под действием многих факторов: геоструктурных, термобарических, катагенетических, геохимических, литолого-фациальных, гидрогеологических, степень влияния которых зависит от специфических условий геологического развития конкретного региона. Однако для всех регионов существуют какие-либо основные факторы, влияющие на их формирование и становление. Среди основных факторов обычно рассматривают тип и степень катагенетического преобразования исходного ОВ, современные термобарические условия в недрах и динамику этих условий во времени, длительность воздействия высоких температур и давлений на ОВ и УВ, условия миграции УВ и сохранения залежей нефти и газа [3].

В ходе геологического развития нефтегазоносных бассейнов, выполненных осадочными образованиями, нефтегазоматеринские породы, погружаясь, последовательно проходят все генерационные зоны. Это в конечном счете определяет вертикальную фазовую зональность углеводородов. Шкала катагенеза ОВ увязывалась со стадиями и подстадиями литогенеза, а степень преобразованности его приравнивалась к степени углефикации (маркам углей). В осадочном чехле литосферы выделяют пять зон нефтегазообразования (табл.).

Нефтематеринские породы на Астраханском своде

Обнаружение крупных залежей нефти и газа связывается с верхне-среднедевонским терригенным комплексом и карбонатными отложениями большой мощности, охватывающими широкий стратиграфический диапазон – от турнейского яруса нижнего карбона до нижней части франского яруса верхнего девона, слагающими единую карбонатную формацию и рассматриваемую как общий карбонатный резервуар.

Изучение биомаркеров в системе «органическое вещество (ОВ) – нефть – конденсат – газ», необходимое для выявления генетических связей и различий между видами в системе, позволяет установить источники генерации и генетическую связь с определенными стратиграфическими комплексами, проследить пути миграции УВ от зон генерации к зонам нефтегазоаккумуляции, а также обосновать прогноз поисков различных фазовых систем УВ-скоплений. С учетом палеотектонических очагов генерации УВ должны быть по-новому оценены масштабы нефтегазообразования на разных этапах развития региона. Фазовый тип скоплений (нефтяные или газовые) зависит от

масштабов генерации жидких и газообразных УВ, определяемых фациально-генетическим типом и катагенной преобразованностью исходного фациально-генетического типа ОВ.

Используя исследование биомаркеров на молекулярном уровне, необходимо проводить корреляцию с классическими геохимическими параметрами (концентрации ОВ, его катагенеза и исходного типа ОВ), что является основой подсчета масштабов эмиграции нефти и газа на региональном и зональном уровнях. Важным условием является точное оконтуривание очага нефтегазообразования на основе комплексных диагностических показателей. Изучение НГМТ Астраханского свода и прилегающих территорий (скважины 20, 26, 32, 36, глубина от -3000 до -4000 м) позволило выявить существование автономных зон нефтегазоаккумуляций с разными стратиграфическими диапозонами.

Наиболее перспективным является ниже-среднедевонский терригенный комплекс. Средняя суммарная мощность НГМП составляет 50 м, содержание УВ, образованных из этого объема НГМП на площади 1 км², составляет 20–30 тыс. т/км². Этого количества недостаточно для формирования гигантских месторождений. Возможен поток УВ из близлежащих очагов генерации УВ. Исходный тип фациального ОВ – сапропелево-гумусовый – способен генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Очаг генерации УВ оконтуривается в центральной части Астраханского свода.

Таблица

**Схема генетической зональности углеводородов
(по Н.Б. Вассоевичу, Н.В. Лопатину, И.В. Высоцкому,
Ю.И. Корчагиной, С.Г. Неручеву)**

Зоны нефтегазообразования	Градации катагенеза	Глубина, км	$T_{палео}$, °С
I. Верхняя зона биохимического и раннекатагенетического газообразования	Д–ПК ₂	0,5–1,0	< 30
II. Зона продолжения раннекатагенетического газообразования и начала нефтеобразования. С зоной связаны залежи газа, нефти и газоконденсата	ПК ₃	1,0–2,0	30–70
III. Главная зона нефтеобразования. Залежи нефти	МК ₁ –МК ₃	1,0–5,0	70–180
IV. Зона затухания процессов нефтеобразования и среднекатагенетического газообразования. Залежи нефти и газоконденсата	МК ₄ –МК ₅	2,5–7,0	180–250
V. Зона позднекатагенетического газообразования	АК ₁ –АК ₄	> 7,0	> 250

Не менее перспективными являются карбонатные образования среднего девона – нижнего карбона. Значительные перспективы поисков залежей УВ необходимо связывать с рифогенными структурами. Геофизическими исследованиями предполагается развитие рифогенных структур каменноугольного и, возможно, девонского возрастов (Хараблинская, Михайловская, Табаковская, Еленовская и др.). Покрышкой для залежей являются сакмаро-артинские (Ps-a) отложения. Содержание ОВ преимущественно сапропелевого состава с примесью гумусового колеблется от 0,5 до 2,0 %. Катагенная превращенность изменяется от МК₃ до АК₁. Значительный очаг генерации оконтуривается на северо-восточном склоне Астраханского свода (Д₂–К₁) (рис.). На рисунке приведена в координатах T °С (палео) – K_c (коэффициент сверхгидростатичности пластовых давлений). Реконструкция палеотемператур

осуществлялась по методике Ю.В. Висковского с использованием типовых кривых, характеризующих связь температуры поверхности фундамента с глубиной его залегания, возрастом консолидации и временем последнего интенсивного прогибания. Залежи вторичных газоконденсатов условно нанесены по данным современных температур. Шкалы палео- и современных температур совмещены.

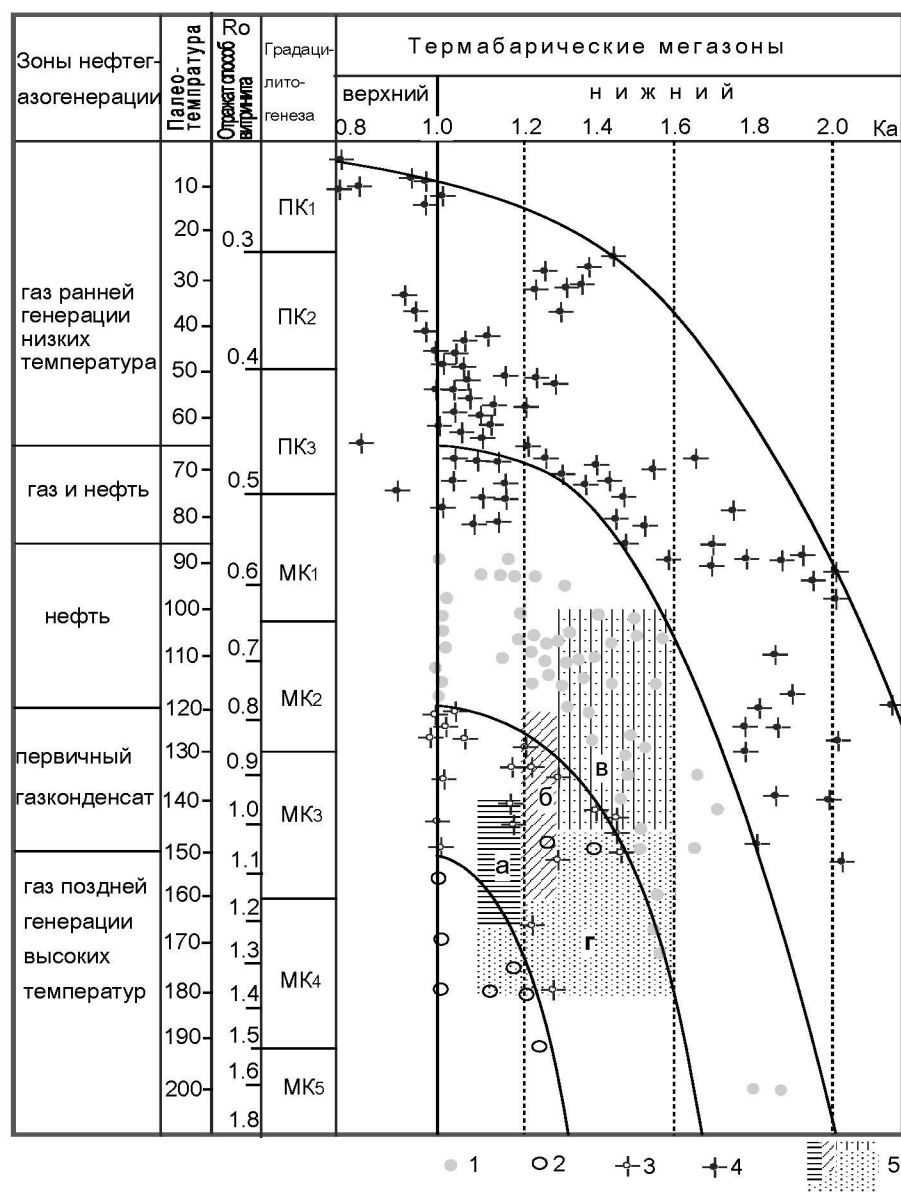


Рис. Зоны газонефтегенерации в Астраханском своде и в пределах Прикаспийской впадины (Ермолкин и др., 1989).

Условные обозначения: 1 – нефть, 2 – газ, 3 – первичный конденсат, 4 – вторичный газоконденсат, 5 – область термабарических условий генерации в пределах Астраханского карбонатного массива в целом и для отдельных его частей и различных сейсмостратиграфических комплексов: а – башкирско-визейского на юге, б – башкирско-визейского на юго-западе, в – башкирско-визейского на западе, г – среднедевонско-франского

НГМП карбонатных образований нижнего – среднего карбона мощностью 1,5 км, глубиной 4,5–4,8 км изучались на западном и северо-западном склонах Астраханского свода (скв. 1, 2; Георгиевская площадь). ОВ на стадии катагенной превращенности МК и содержится в количестве 0,9 %. Исходный фациально-генетический тип его – сапропелево-гумусовый. Очаг генерации УВ протягивается вдоль границы сочленения Астраханского свода и Заволжского прогиба.

Мощность НГМП башкирско-ассельского возраста достигает 1800 м, включает глинисто-кремнистые отложения доманикового типа (100–200 м). Они в течение геологического времени прошли ГЗН. Степень катагенной превращенности ОВ – МК₂. Очаг генерации УВ оконтуривается в пределах наиболее погруженных зон этих отложений. Миграция УВ происходила в отложения современного побережья Северного Каспия.

НГМП сакмаро-артинского возраста вступили в зону катагенеза МК₃–АК₁. В допермское время были сформированы нефтяные палеозалежи, которые впоследствии оттеснялись потоками газов. В результате нефтяные палеозалежи были преобразованы в газоконденсатные. Следы разрушенных палеозалежей фиксируются в виде многочисленных включений твердых и вязких битумов, составляющих от 0,5 до 4,0 %, предполагается миграция в ловушки Северного Каспия (структура Кашаган) [2].

Генерация углеводородов

Физический смысл модели фазовой зональности УВ обозначен в известном термодинамическом положении о том, что давление способно передвигать критическую температуру кипения жидкости, плавления твердых тел. Чем выше давление, тем выше должны быть температуры, при которых протекает тот или иной процесс, и тем быстрее он протекает. Аналогично, чем выше пластовые давления, тем выше должны быть температуры, при которых могут протекать процессы преобразования ОВ и деструкция УВ. Это явление объясняется тем, что давление повышает сжатие молекул, в связи с чем значительная часть тепловой энергии расходуется на преодоление этого сжатия. Поэтому образование и существование жидких УВ возможно даже в условиях очень высоких температур, если эти температуры взаимосвязаны с высокими давлениями. Такими давлениями, которые могли бы создать пластовое сжатие, являются сверхгидростатические пластовые давления, темпы нарастания которых с глубиной значительно опережают темпы нарастания температур.

Таким образом, повышенные температуры значительно ускоряют процесс генерации УВ, а возрастающие сверхгидростатические давления тормозят деструкцию ОВ и регулируют процесс преобразования в сторону жидкого или газообразного состояния УВ.

Преимущественное развитие газообразных или нефтяных УВ связывается с исходным типом ОВ. Гумусовое ОВ продуцирует в основном углеводородные газы, а сапропелевое ОВ – как жидкие, так и газообразные УВ. Для старых бассейнов предполагается, что сапропелевое ОВ древних протерозойских и нижнепалеозойских пород было сильно окислено в диагенезе, поэтому генерировало только газ.

В палеозойское время Астраханский свод являлся крупной зоной нефтегазонакопления. В конце карбона в каменноугольных отложениях формировалась нефтяная залежь. Глубокий размыв на рубеже карбона и перми привел

к разрушению залежи и дегазации пластовой системы. К концу перми нефтематеринские породы (НМП) нижнекаменноугольного возраста вошли в нижнюю газогенную зону, а верхняя часть разреза карбона оставалась в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН). На протяжении мезозоя основной объем нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) находился в нижней газогенной зоне. Поступающие в залежь дополнительные порции газа постоянно оттесняли нефть по массивному резервуару, о чем свидетельствуют многочисленные признаки нефти в газонасыщенной части залежи. При этом происходило частичное растворение легких компонентов нефти в газе, особенно усилившееся после возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД) [2].

Для подсолевых отложений Астраханского свода прогнозируются условия формирования газонефтяных систем с малой плотностью нефти ($0,800\text{--}0,810\text{ г/см}^3$) и высокой газонасыщенностью. В условиях содержания в породах сапропелевого типа ОВ в ГЗН вначале формируются газонефтяные, затем газоконденсатные и газовые залежи с нефтяными оторочками, а при наличии АВПД – газоконденсатнонефтяные, нефтяные и газонефтяные залежи. При наличии смешанного гумусового типа ОВ формируются газоконденсатные с нефтяными оторочками, а в главной зоне газообразования (ГЗГ) образуются газовые залежи. Однако последующие геологические процессы (отсутствие надежных покрышек, тектоническая нарушенность) приводят к значительной дегазации недр и перетоку газа в вышележащие зоны нефтегазообразования. Установлено, что процессы генерации начались после формирования соленосной толщи кунгура и продолжались в связи с интенсивным погружением в мезозое и кайнозое. Подток УВ осуществлялся из центральных районов Прикаспийской впадины, Сарпинского Заволжского прогибов, где НМП карбона – девона прогревались до температуры $58\text{--}116\text{ }^{\circ}\text{C}$, что обеспечивало условия интенсивной генерации УВ.

На древних платформах в палеозойских отложениях залежи нефти распространены до глубин $3,5\text{--}4,5\text{ км}$. Ниже, при температурах $140\text{--}150\text{ }^{\circ}\text{C}$, преобладают газовые скопления. Обычно это явление априорно связывалось с тем, что палеозойские отложения в области высоких температур находились более длительное время, чем мезозойские и кайнозойские отложения, что и привело к деструкции жидких УВ.

С ростом сверхгидростатичности пластовых давлений свыше $1,3$ увеличивается роль межмолекулярного взаимодействия в сжатом газе, свойства которого начинают приближаться к свойствам жидкости, что ведет к резкому возрастанию растворимости нефтяных углеводородов в сжатом газе и образованию качественно нового состояния – газоконденсатного (вторичные газоконденсаты).

В целом Астраханский карбонатный массив более горячий, чем расположенные восточнее Тенгизский и Кашаганский массивы, с которыми связаны гигантские месторождения нефти [5].

Современные пластовые температуры на глубине 4000 м изменяются от $102\text{ до }128\text{ }^{\circ}\text{C}$, палеотемпературы – $120\text{--}140\text{ }^{\circ}\text{C}$. Коэффициент аномальности – сверхгидростатичности пластового давления (K_c) находится в пределах $1,6\text{--}1,7$. Анализ термобарических условий характеризует газоконденсаты как вторичные, образованные в результате растворения нефти в сжатых газах. В процентном соотношении количество газа изменяется от $75\text{ до }85\text{ \%}$, конденсата – от $10\text{ до }15\text{ \%}$, нефти – от $5\text{ до }10\text{ \%}$. Предполагается обнаружение в

отдельных скважинах Астраханского свода небольших притоков нефти. На глубине более 5 км ($K_c = 1,1-1,2$; пластовые температуры – 130–140 °С) возможно обнаружение первичных газоконденсатов. На восточной периферии Астраханского свода, примыкающей к акватории Каспийского моря, при падении K_c от 2,0 до 1,4 и наличии максимальных температур (140 °С) прогнозируются скопления нефтяных углеводородов (УВ) до глубины 6 км. Глубже следует ожидать первичные газоконденсаты и высокотемпературный газ ($K_c = 1,3$). Исследованы жидкие флюиды конденсатов (от 0,811 до 0,846 г/см³) и нефтей (от 0,853–0,883 г/см³) и ОВ НМЛ башкирских филипповских отложений. Сопоставление на молекулярном уровне бензиновых фракций конденсатов башкирского яруса проводилось по скважинам 8 и 32 (глубина – -3900 м).

Башкирские отложения Астраханского свода содержат как легкие, так и тяжелые конденсаты. Терригенные породы отложений являются нефтематеринскими и характеризуются высоким генерационным потенциалом, конденсатные залежи УВ, приуроченные к башкирским отложениям, залегают в интервале глубин от -3900 до -4000 м и представлены как тяжелыми (скв. 8 (0,844 г/см³)), так и легкими (скв. 25 (0,80775 г/см³) и скв. 32 (0,8108 г/см³)) конденсатами. При этом скважины 8 и 25 расположены в сводовой части, а скважина 32 приурочена к Ю-В зоне. По генетическим показателям (пристан/фитан) конденсаты скважин 8 и 25 изменяются от 0,77–0,79, т.е. близки, имеют единый источник УВ, а конденсат из скважины 32 по данному показателю резко отличается (равен 1,8), что свидетельствует о двух источниках УВ (башкирские и нижележащие отложения среднего – верхнего девона). Относительные отклонения численных значений генетического показателя составляют 27 % (поле смешанных флюидов). Тяжелый конденсат из скважины 8 является остаточным после растворения легких конденсатов в газе. Для конденсата скважины 32 выявлен подток УВ из девонских отложений [2].

Список литературы

1. Вассоевич Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич // Избранные труды. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
2. Голованова С. И. Формирование Астраханского газоконденсатного месторождения по геолого-геохимическим данным / С. И. Голованова // Актуальные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. тр. – М., 2005. – С. 330–339.
3. Ермолкин В. И. Генетические связи нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре / В. И. Ермолкин // Актуальные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. тр. – М., 2005. – С. 77–99.
4. Ермолкин В. И. Формирование углеводородных скоплений в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины / В. И. Ермолкин, Е. И. Сорокова, А. А. Бобылева // Советская геология. – 1989. – № 3. – С. 31–40.
5. Хуторской М. Д. Поле температур и трехмерное моделирование в Каспийском бассейне / М. Д. Хуторской, М. П. Антипов, Ю. А. Волож, Б. Г. Поляк // Геотектоника. – 2004. – № 1. – С. 63–72.

References

1. Vassoevich N. B. Geokhimiya organicheskogo vewestva i proishozhdenie neftei / N. B. Vassoevich // Izbrannyye trudy. – M.: Nauka, 1986. – 368 s.
2. Golovanova S. I. Formirovanie Astrahanskogo gazkondensatnogo mestorozhdeniya po geologo-geokhimicheskim dannym / S. I. Golovanova // Aktual'nye problemy geologii neftei i gaza: sb. nauch. tr. – M., 2005. – S. 330–339.

3. Ermolkin V. I. Geneticheskie svyazi neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya v zemnoy kore / V. I. Ermolkin // Aktual'nye problemy geologii nefti i gaza : sb. nauch. tr. – M., 2005. – S. 77–99.
4. Ermolkin V. I. Formirovanie uglevodorodnyh skoplenij v podsolevom komplekse Prikaspijskoj vpadiny / V. I. Ermolkin, E. I. Sorokova, A. A. Bobyleva // Sovetskaja geologija. – 1989. – № 3. – S. 31–40.
5. Hutorskoj M. D. Pole temperatur i trehmernoe modelirovanie v Kaspijskom bassejne / M. D. Hutorskoj, M. P. Antipov, Ju. A. Volozh, B. G. Poljak // Geotektonika. – 2004. – № 1. – S. 63–72.

ГИПЕРБАЗИТОВЫЕ ПОЯСА И ГЕОДИНАМИКА УРАЛА

Казанцева Тамара Тимофеевна, академик АН РБ, Институт геологии УНЦ РАН, 450000, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. К. Маркса, 16/2, e-mail: ktt@ufaras.ru

Излагаются главные особенности структурной геологии гипербазитовых комплексов.

Ключевые слова: гипербазиты, геодинамика, биогермы, временные интервалы.

ULTRABASITE BELT AND GEODYNAMICS OF THE URALS

Kazantseva Tamara T., Academician of AN RB, Institute of Geology USC Russian Academy of Sciences, 16/2 K. Marx's st., Ufa, Republic Bashkortostan, 450000, Russia, e-mail: ktt@ufaras.ru

The major peculiarities of the structural geology of hyperbasite zones in geodynamic aspect have been reported.

Key words: hyperbasites, bioherms, time intervals, flysch, olisthostrome, melange, geodynamics, dislocation.

Гипербазиты, магматические породы ультраосновного состава, чрезвычайно широко распространены в складчатых областях. Урал, например, занимает первое место в мире по площади их развития. Второе отводится Корякско-Камчатскому региону. В значительном количестве они присутствуют в Аппалачах, Альпийско-Гималайском складчатом поясе, в Севано-Аккеринской зоне Малого Кавказа и во многих других областях. Встречаются реже или практически отсутствуют в Карпатах, Добрудже, Крыму, Большом Кавказе и т.д.

Длительная история изучения гипербазитов в перечисленных выше геологических объектах привела к выявлению закономерностей их состава, строения, структурного положения, происхождения как отдельных типов пород, так и их парагенетических комплексов. Уже хрестоматийными истинами стали сведения о сопоставимости офиолитов складчатых областей континентов с мафической корой океанов, преимущественно дунит-гарцбургит-лерцолитовом составе массивов, при участии верлитов, горнблендитов и других пород, тектоническом характере их контактов, отсутствии активных интрузивных взаимоотношений с вмещающими породами. В нашей стране после установления аллохтонности гипербазитовых массивов Крака на западном склоне Южного Урала (Казанцева, 1970; Казанцева, Камалетдинов, 1969) надвиговая природа этих комплексов доказана и для восточного склона этого