

ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКИЙ КРАТОН — СООТНОШЕНИЕ ЕГО ОКРАИННЫХ ОПУСКАНИЙ И НАФТИДНЫХ БАСЕЙНОВ

К. Н. Кравченко

(ВНИГНИ)

На окраинах Восточно-Европейского кратона сосредоточены наиболее глубокие и емкие в своем чехле опускания, связанные с окраинной Прикаспийской надастенолитной депосинеклизой и ундуляциями Предуральского, Предкавказских (Индо-Кубанского и Терско-Каспийского) краевых прогибов, приуроченных соответственно к древней Русской и молодой Скифской плитам. Депоцентры опусканий отвечают осевым частям этих элементов. Вместе с тем они являются наиболее глубокими частями дниц нефтидных бассейнов (НдБ) развитых на окраине кратона и обладающих богатыми (до весьма значительных) ресурсами нефтидов (Нд) [9].

При выделении самостоятельных бассейнов в ряду нефтидных главной является автономность онтогенеза (ОНТ) Нд, определяющая единство, центробежную от дница (элемента с избыточной массовой генерацией углеводородов — УВ) взаимосвязь полей генерации, эмиграции (эвакуации), миграции, аккумуляции, потерь (ГЭМАКП) — (ОНТ) Нд. Обязательным условием является пространственное обособление упомянутых полей от аналогичных полей нефтидов смежного НдБ. Вновь выделяемым НдБ предлагается давать двучленное наименование, образованное из названия — дницевого и склонового элементов. Наряду с наиболее общим понятием о нефтидных бассейнах с автономным в целом онтогенезом необходимо пользоваться также понятиями о НдБ с разной выраженной автономностью. К ним относятся: а) ортобассейны (НдОБ) — строго автономные Соликамский и Ассакеауданский НдБ; б) мультибассейны (НдМуБ), объединяющие в своем в целом опущенном пространстве не один, а несколько автономных НдБ (Северо-Каспийский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский

На восточной окраине Восточно-Европейского кратона можно выделить несколько типов нефтидных бассейнов, зависящих от емкости кратона, в первую очередь емкости его дница, глубины и асимметрии, развития главного платформенно-кратонного склона, величины поддвига кратона под обрамляющие его подвижные мобильные зоны складчато-надвигового строения.

Причины дифференциации типов НдБ — разнообразная связь глубинной и поверхностной структуры и ее трансформация. Наиболее значимы надкрупноастенолитная вертикальная трансформация, за счет плюмового мантийного диапиризма и региональные горизонтальные напряжения с поддвигом жесткого кратона и его блоков под более пластичные мобильные элементы.

The composite types of petroleum basins are following:

1. Great platform external circular overmantle diapiric salt sealed extra-giant petroleum resources Pre-Caspian-Near-Volga basin. 2. Foredeep-platform asymmetric basins with major giant oil resources situated on wide platform slopes of the Belsko-Arlan, Chutyrg-Kiengop, Uchta, Sylven basins. 3. Platform border folded, deep, differently rich oil-bearing Ukatnen-Tengiz, Pre-Mugodgar basins. 4. Foredeep folded mainly oil-bearing parts of multy-basins: Indolo-Kuban, Tersko-Caspian. 5. Internal-platform usually symmetric poor oil and gas resources basins; Manych-Prekumsk, East-Kuban, Usturt, Assake-Audan.

нефтегазоносные бассейны в понимании И.О. Брода, 1959, 1962, 1965); в) нефтидные бассейны, входящие в мультибассейны (НдчМуБ), — практически автономные части мультибассейна (Косью-Роговско-Чернышевский в Ухтинском, Восточно-Маньчско-Прикумский в Среднекаспийском НдМуБ); г) суббассейны (НдсБ) — онтогенетически не полностью автономные (Южно-Баренцевский), могущие входить, в частности, в полидницевые и крупноразмерные мегабассейны (НдМБ), а также мультибассейны (НдМуБ) с перекрывающимися и не единичными полями антогенеза нефтидов: Восточно-Баренцевский НдМБ-НдМуБ. Таким образом, наиболее общим, не детализированным является понятие о нефтидном бассейне, уточненная понятийная принадлежность

которого при обобщенном выделении и описании может быть опущена.

Все нефтидные бассейны, непосредственно прилегающие к Восточно-Европейскому кратону, имеют резко асимметричное строение, обусловленное развитием широкого и пологого главного в основном платформенного склона, обращенного к кратону, и узкого крутого второстепенного склона, осложненного складчатостью и обращенного к орогену (рис. 1, 2). Симметричное строение имеют нефтидные бассейны, не прилегающие непосредственно к Восточно-Европейскому кратону, тесно связанные с орогенами и ограниченные только краевыми прогибами складчато-надвиговой структуры (Примугоджарский НдБ, Индо-Кубанский, Терско-Каспийский НдчМуБ) или удаленные от кратона элементы Туранской плиты (Устуртский, Ассакеауданский НдБ).

Это обусловлено явлениями поддвига Восточно-Европейского кратона под обрамляющие его мобильные элементы в периоды регионального сжатия, при

и вслед за закрытием океанов Урала и Тетиса, в процессе их последующего орогенеза и формирования складчато-надвиговой структуры, напозлающей на жесткие поддвигающиеся блоки кратона, а также при проявлении новейшей тектоники. В ослабленном виде эти явления возникают и на инверсирующем авлакогене, превращающемся в относительно жесткую складчато-надвиговую структуру, надвигающуюся на кратон и сминающую в складчатые формы его окраинные элементы. Поля складчатого строения на окраине кратона прослеживаются не только на складчатых бортах краевых прогибов, но и в принадвиговых зонах инверсионных складчатых авлакогенов, в частности в Каракульско-Смушковой зоне складок, окаймляющей с севера складчатую зону гряды Карпинского (Немцов Н.И., Чернецкая Н.Г., 1991). Деформации, связанные с экстрарегиональными позднекайнозойскими напряжениями и деформациями в Кавказском секторе Альпийского пояса четко отражаются и в плитном чехле его северного платформенного обрамления, вплоть до четких складок и разных разрывов, в том числе сдвигов, до Поволжья включительно [10].

Развитие рифтовых систем на востоке Восточно-Европейской платформы тесно связано с Уральским палеоокеаном, а развитие Припятско-Донецкой рифтовой системы управлялось субдукционной системой Палеотетиса в палеозое и Тетиса в мезозое—койнозое. Времена сводообразного воздымания платформы совпадают с максимумами сжатия планетарного масштаба и значительными регрессиями (Фокин П.А., Никишин А.М., Циглер П.А., 1999, 2001). В фанерозое плита Восточно-Европейской платформы неуклонно двигалась из экваториальных широт к современному положению. В среднем палеозое коллизия Лаврентии и Балтики вызвала активизацию R_3 рифтовых структур и заложение новых рифтов, а также интенсивный внутриплитный щелочной магматизм (Балуев А.С., Моралев В.М., 2001). Уральский пояс образован в результате надвигания коры Западно-Сибирской плиты на кору Восточно-Европейской платформы со смещением на 100...150 км (Костюченко С.Л., Егоркин А.В., Солодилов Л.Н. и др., 2000). Геодинамика Восточно-Европейской платформы обусловлена воздействием обрамляющих орогенов и автономными процессами в литосфере с подавляющей ролью дилатации. Отмечается связь между расположением наиболее напряженных участков юго-востока Восточно-Европейской платформы, областями разуплотнения в литосфере и региональными зонами нефтегазонакопления. Восточная часть платформы находится под усиленным динамическим воздействием обрамляющих орогенов (Воробьев В.Я., Огаджанов В.А., Соломин С.В., 1999).

При рассмотрении Тимано-Печорского региона обычно выделяется одноименная провинция и даже НГБ (Аминов Л.З., Боровинских А.П., Воинов А.С. и др., 1999; Ахмедзянов И.Ф., 1992; [1, 13, 15]), хотя он является с провинциальной и бассейновой позиций

разнородным элементом. В Хорейверской впадине проходит межбассейновый гребень, смещающийся в разных дисконформно деформированных горизонтах чехла. По нему происходит смыкание двух склонов разных нефтидных бассейнов: северного, обращенного к Восточно-Баренцевскому рифту (и одноименному НдБ), и южного, опирающегося на северное звено Предуральского краевого прогиба, охватывающее ундуляции днищ южного нефтидного бассейна, названного Ухтинским [7], который относится к категории мультибассейнов (НдМуБ). Действительно, три поля ГЭМАКП (ОНТ) Ухтинского НдБ являются полностью автономными, не связанными между собой для Коротайхинско-Варандейского, Косью-Роговско-Чернышевского, Верхнепечорско-Ижма-Печорского НдчМуБ. Корнями ГЭМАКП нефтидного мультибассейна являются днища, из которых миграция избыточно эвакуированных УВ осуществлялась из ванн краевых прогибов в разных направлениях: на запад из Коротайхинского днища, на север из Косью-Роговского и на северо-запад из Верхнепечорского. В газоконденсатном растворе были вынесены жидкие УВ, давшие различные, в том числе крупнейшие, нефтяные месторождения (Уса, Ярега и др.). Ширина главных платформенных склонов оттеснения нефти составляет 150...200 км. На вершине западного Ижма-Печорского склона появляются либо скопления верхнего газа, выделившегося из нефти (Седьюльское и др.), либо гипергенно преобразованная высоковязкая нефть (Ярега) и природные битумы. В днищах господствуют скопления высокотемпературного газа, образующего лишь мелкие месторождения из-за их плохой сохранности при сложной надвиговой структуре, особенно в многослойно сорванном чехле Коротайхинской впадины, и отсутствии надежной покрывки (Инта и др.). Исключением является крупнейшее Вуктыльское газоконденсатное месторождение, сохранившееся благодаря локальному развитию на нем эвапоритовой покрывки. Латеральное газоконденсатное оттеснение жидких УВ заметно и на седловинах, разделяющих ванны краевого прогиба (Падимейское нефтяное месторождение на Воркутинской седловине). Не исключена вероятность существования двух малых самостоятельных Хорейверского и Брыкаланского НдБ, связанных с одноименными неглубокими (особенно второй) впадинами. Возможно также существование локальных днищ в депонентах рифтовых линейных структур инверсионных Печоро-Колвинского и Варандей-Адзвинского палеозойских авлакогенов.

Полная независимость онтогенеза нефтидных бассейнов, прилегающих к Среднему и Южному Уралу, не вызывает сомнения [8]. По мере погружения шарниров ванн Предуральского краевого прогиба и днищ НдБ с севера на юг происходит разрастание размеров полей миграции УВ, их ресурсов и запасов нефти наиболее крупных месторождений. В Соликамском НдБ — малом по площади, глубине и масштабу генерации УВ, особенно нижнего высокотемпературного

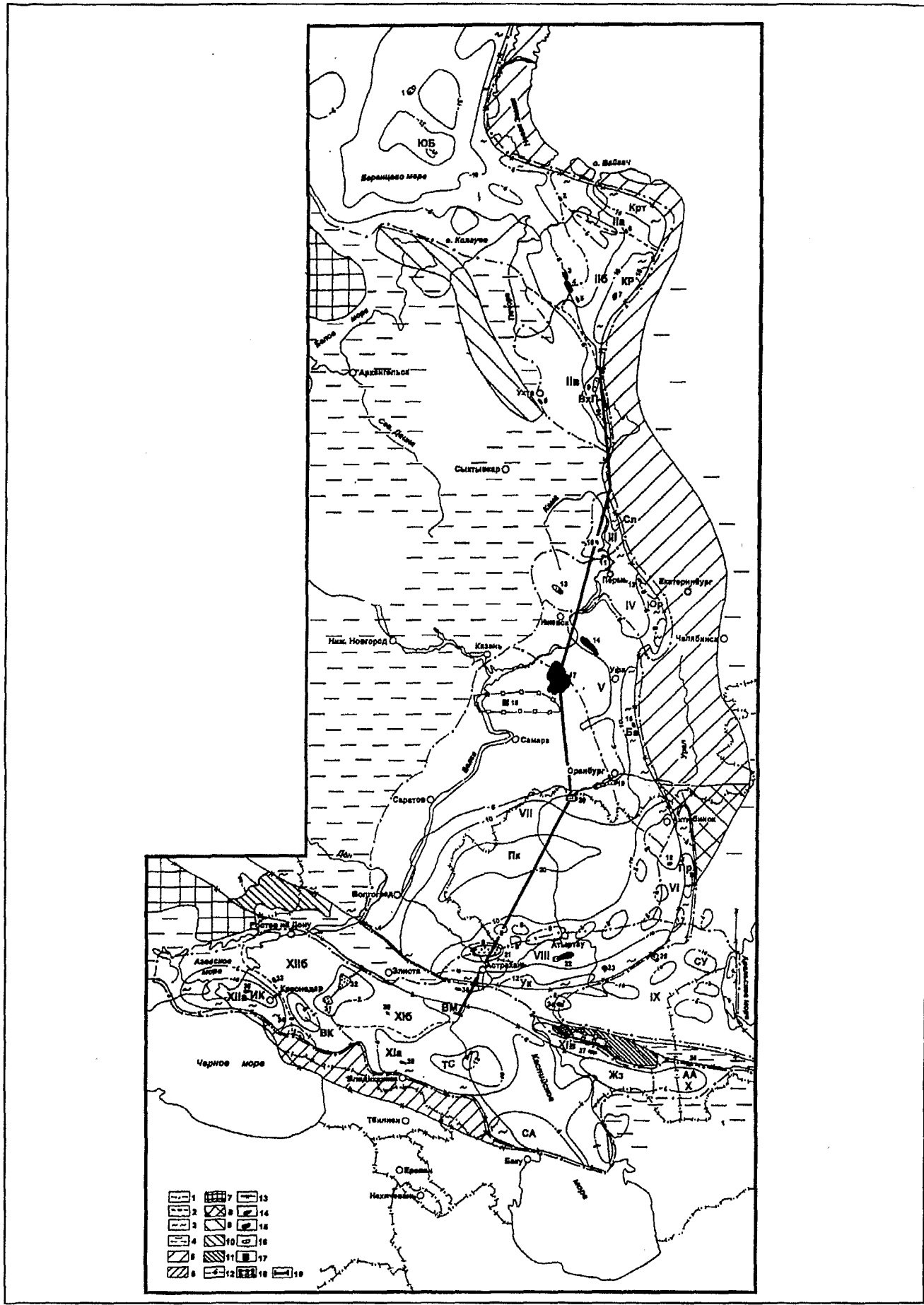


Рис. 1. Схема соотношения депоцентров окраинных опусканий Восточно-Европейского кратона с его нефтяными бассейнами (НДБ):

границы нефтяных бассейнов: 1 — ортобассейнов (НДОб) и мультибассейнов (НдМуБ), 2 — автономных частей мультибассейнов (НдчМуБ), 3 — складчато-надвиговые зоны краевых и приавлагоденных прогибов, 4 — окаймления НДБ — водные зоны осадочных бассейнов; внеосадочно-бассейновые обрамления в гидрогеологических бассейнах; 5—6 — орогенные обрамления: 5 — герцинские, 6 — альпийские; 7—11 — платформенные обрамления: 7 — шитовые архейско-раннепротерозойские; 8—11 — инверсионные складчатые: 8 — приприклинально-орогенные герцинские; 9—10 — авлагоденные: 9 — рифейские, 10 — каменноугольные; 11 — пермотриасовые; 12 — изогипсы поверхности фундамента, км; 13 — некоторые крупные разрывы; уникальные и прочие представительные нефтяные месторождения: 14 — нефтяные, преимущественно нефтяные, 15 — нефтегазовые, 16 — газоконденсатные, газовые, преимущественно газовые, 17 — природно-битумные, 18 — контуры зон уникальной природной битумности; 19 — линия геологического профиля (см. рис. 2).

Список депоцентров опусканий: АА — Ассак-Аудан, Бе — Бельский, ВК — Восточно-Кубанский, ВМ — Восточно-Маньчский, ВхП — Верхнепечорский, ИК — Индоло-Кубанский, Жз — Жазгурлинский, КР — Косью-Роговский, Крт — Кортаихинский, Пк — Прикаспийский, ПР — Примугоджарский, СА — Северо-Апшеронский, Сл — Соликамский, СУ — Северо-Устюртский, ТС — Терско-Сунженский, Ук — Укатненский, ЮБ — Южно-Баренцевский, Юр — Юрюзанский.

Список нефтяных бассейнов, мультибассейнов, автономных частей мультибассейнов: I — Восточно-Баренцевский НДБ; II — Ухтинский НДБ (НдМуБ); IIa—IIб — НдчМуБ: IIa — Кортаихинско-Варандейский, IIб — Косью-Роговско-Чернышевский, IIв — Верхнепечорско-Ижма-Печорский; III-X — НДБ: III — Соликамский, IV — Юрюзано-Чутырский, V — Бельско-Арланский, VI — Примугоджарский, VII — Прикаспийско-Поволжский, VIII — Укатненско-Тенгизский, IX — Устюртский, X — Ассак-Ауданский, XI — Среднекаспийский НДБ (НдМуБ); XIa—XIв — НдчМуБ: XIa — Терско-Каспийский, XIб — Восточно-Маньчско-Прикумский, XIв — Южно-Мангышлакский; XII — Азово-Кубанский НДБ (НдМуБ); XIIa—XIIб — НдчМуБ: XIIa — Индоло-Кубанский, XIIб — Восточно-Кубанский.

Список представительных нефтяных месторождений: 1 — Штокман, 2 — Приразломное, 3 — Харьеяга, 4 — Воле, 5 — Уса, 6 — Падимейское, 7 — Инта, 8 — Ярега, 9 — Вуктыл, 10 — Уньвинское, 11 — Ольховское, 12 — Кордон, 13 — Чутырско-Киенгопское, 14 — Арлан, 15 — Беркутовское, 16 — Кенкияк, 17 — Ромашкино, 18 — Мелекес, 19 — Оренбург, 20 — Карачаганак, 21 — Астрахань, 22 — Кашаган, 23 — Тенгиз, 24 — Каражанбас, 25 — Чагырлы-Чумашты, 26 — Шахпахты, 27 — Узень, 28 — Малгобек-Вознесенское, 29 — Величаевско-Колодезное, 30 — Промысловское, 31 — Северо-Ставропольское, 32 — Тахта-Кугульта, 33 — Березанское, 34 — Майкопское, 35 — Анастасиевско-Троицкое

газа, развиты лишь мелкие и почти исключительно нефтяные месторождения (Уньвинское), сближенные с малым неглубоким (до 6 км по поверхности фундамента) днищем. Ширина склона до 100 км.

С более крупным, погруженным (более чем до 8 км) по-прежнему слабо газоносным (Кордон и другие месторождения) Юрюзанским днищем Юрюзано-Чутырского НДБ сопряжен обширный главный платформенный склон шириной 350...400 км. На нем развита четкая фазовая зональность УВ с переходом за счет фракционирования УВ при дальней латеральной миграции вверх по склону от нижней газогенной зоны, через газоконденсатнонефтяную (Кокуй, Ярино-Каменноложское), нефтяную (Осинское, Мишкинское) в нефтегазовую с азотно-углеводородным газом (Чутырско-Киенгопское). Часть месторождений — крупнейшие по запасам. Примечательно замещение

нижней газовой зоны, господствующей в Юрюзано-Сылвенском днище, преимущественно нефтяной зоной на Косью-Роговско-Чусовской седловине, разделяющей Соликамскую и Юрюзано-Сылвенскую ваны Предуралья краевого прогиба.

Богатейшим приуральским бассейном является Бельско-Арланский. Он отличается максимальными погруженностью (более чем до 10 км), площадью, объемом осадочного чехла. Длина главного платформенного склона, сужающегося с 300 км на севере до 100 км на юге, сочетается с его наибольшей (500 км) вытянутостью. Фазовая зональность четкая, с переходом от нижней газоконденсатной зоны в Бельской ванне (Беркутовское месторождение), через прерывистую нижнюю нефтегазовую с богатыми, в том числе крупнейшими, нефтегазовыми месторождениями (Павловским, Батырбайским), в чисто нефтяную зону

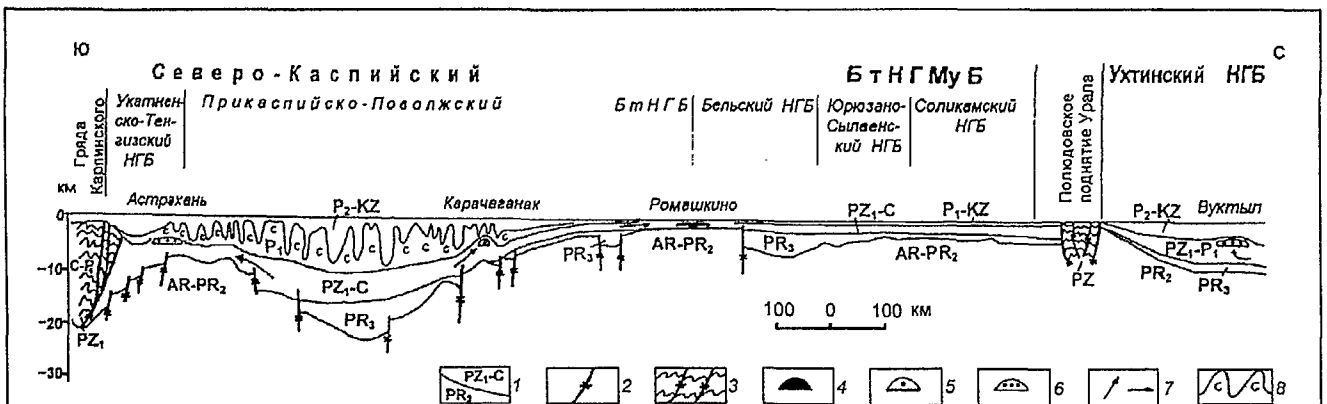


Рис. 2. Меридиональный геологический профиль Северо-Каспийского — Ухтинского нефтяных мультибассейнов (НдМуБ).

Положение профиля см. рис. 1:

1 — геологические границы; 2 — разрывы; 3 — складчатый комплекс; залежи: 4 — нефтяные, 5 — нефтегазоконденсатные, 6 — газоконденсатные; 7 — направления миграции углеводородов; 8 — соленосные диапиры

с уникальным и крупнейшим нефтяными месторождениями Ромашкино и Арлан, венчающими главный склон. При этом, если месторождение Арлан безусловно связано с питанием УВ из Бельского дна, то Ромашкино может быть сформировано за счет двух источников питания: Бельского, дающего начало плоской фронтальной латеральной миграции УВ, и Прикаспийского дна смежного гигантского по размерам и масштабам онтогенеза Прикаспийско-Поволжского НдБ по линейному Оренбургско-Альметьевскому гребню протяженностью 500 км. Не исключена возможность существования малого самостоятельного Верхнекамского бассейна, подпитываемого углеводородами главные нефтяные бассейны этой части региона — Юрюзано-Чутырский и Бельско-Арланский.

Примугоджарский НдБ связан не с типичным краевым прогибом, выклинивающимся севернее, против периклинали Южно-Уральского орогена. Восточное обрамление прогиба относится к платформенной инверсионной складчатой Мугоджарской системе, находящейся против Прикаспийской синеклизы и занимающей припериклинально-орогенную позицию по отношению к расположенному севернее Южно-Уральскому герцинскому орогену. Западным ограничением Примугоджарского НдБ является северное окончание Актюбинско-Астраханской системы сводовых поднятий, оконтуривающей с востока и юга Прикаспийскую синеклизу. Примугоджарский НГБ, как и Соликамский, относится к числу наименьших по размеру бассейнов региона (300×100 км) с относительно глубокопогруженным (8...10 км) и полностью представленным (безбортовым, повсеместно массово-генерационным) дном. Он отличается малыми размерами, редуцированным платформенным склоном и четким складчато-надвиговым строением, вызывающими усиление потерь УВ, особенно газообразных, и развитие мелких преимущественно нефтяных месторождений. Они находятся в Актюбинско-Астраханской системе поднятий. На примере месторождения Кенкияк из-за различия состава нефти в западной и восточной частях Кенкияк-Жаназольской зоны нефтегазоаккумуляции допускается двустороннее питание УВ месторождений (Нечаева О.Л., Грайзер Э.М., 2000): с запада, из приподнятой части Прикаспийской синеклизы, и с востока, со стороны дна Примугоджарского НдБ.

Наикрупнейшим, самым богатым по ресурсам и с четкой дифференцированной фазовой зональностью является Прикаспийско-Поволжский битумофтегазоносный бассейн (БТНГБ). Он занимает наиболее обширную и самую погруженную часть Восточно-Европейского кратона в Прикаспийском дне, связанном с одноименной сверхглубокой (более чем до 20 км по поверхности фундамента в обширном депозентре) экзагональной надплумовой батисинеклизой и всесторонне оконтуренном прилегающими разнопогруженными и разновеликими платформенными склонами. Дно соответствует крупнейшей области

деструкции литосферы с округлым мантийным астенолитом в центре [14]. Приподнятые склоны обращены в сторону крупнейших положительных элементов Восточно-Европейского кратона: главный северный склон, достигающий шарнира Волго-Уральской антеклизы, и западный склон, раскрывающийся на периклинали Воронежской антеклизы. Южный и восточный склоны погружены (от 20 до 8 км) в дна на его сочленении с надвинутым Донбасско-Карпинским инверсионным авлакогенным складчатым обрамлением и Астраханско-Актюбинским межбассейновым гребнем, отделяющим Прикаспийско-Поволжский НдБ от малых Укатненско-Тенгизского и Примугоджарского НдБ, прилегающих к складчатым инверсионным обрамлениям — соответственно к Карпинскому каменноугольному авлакогенному и Примугоджарскому герцинскому припериклинально-орогенному.

Главный широкий структурно дифференцированный северный склон неравномерно (террасно-уступообразно) поднимается от депозентра до вершины Татарского свода Волго-Уральской антеклизы на глубины 1...2 км по поверхности фундамента. Важнейший уступ высотой свыше 10 км оконтуривает глубокопогруженное дно, отделяя его от приближенного к нему борта нефтяного бассейна.

Современная структура Прикаспийской дна части бассейна, включая глубинное строение ее чехольного, в том числе подсолевого, комплекса, характеристика южных и восточных надвигово-складчатых зон, размещение и условия формирования месторождений освещены в обширной литературе, в том числе в работе [4].

Опущенная глубоководная прикаспийская часть НдБ, благодаря развитию в ней среднечехольной (кунгурской) соленосной покрывки, имеет двухэтажное строение и осложнена соляным диапиризмом, снижающим сохранность ограниченно эвакуированных УВ в развитом верхнем надсолевым бедном скоплениями нефтегазовом этаже. Сохранность подсолевых внутриднцевых палеозойских отложений более хорошая. Три из пяти известных в нефтяном бассейне уникальных скоплений нижнего газа и газонефтеконденсата размещены в надежно захороненном подсолевым каменноугольно-нижнепермском комплексе в антиклинально-рифогенных ловушках, приуроченных к южной (Астрахань) на южном склоне и северной (Карачаганак, Оренбург) на северном склоне системам сводов и валов, продольно оконтуривающим приподнятую часть дна.

Основная часть окраины Прикаспийско-Поволжского НдБ с широко развитой каймой связана с разноструктурно расчлененным Волго-Уральским северным склоном шириной 700 км — основным аккумулятором нефти. Она хорошо сохранилась в разных частях склона, в том числе на Оренбургско-Альметьевском гребне, на апикальной вершине которого находится уникальное нефтяное месторождение Ромашкино. На северной окраине НдБ, в пределах

агенерационной каймы, жидкие УВ, диагонально поднимающиеся в процессе восходящей миграции до верхнепермских отложений, в зоне гипергенеза преобразовались в природные битумы Мелекесской суперуникальной зоны скоплений с ресурсами, вероятно, превышающими запасы нефтегазовых скоплений БТНГБ.

Узкие и малоемкие западный и отчасти восточный склоны НдБ обладают низким аккумуляционным потенциалом. Для восточного склона он может быть пересмотрен в сторону его увеличения в рифовых комплексах жаркамысско-енбекской части Актюбинско-Астраханской системы сводов и валов. Западному склону НдБ, отличающемуся макромонаклинальной региональной структурой, присущи обширные потери, преобладающие над аккумуляцией УВ. Не исключена вероятность появления природных битумов выше края НГБ в случае их гидродинамического экранирования на восточной периклинали Воронежской антеклизы.

Волго-Уральская, преимущественно нефтебитумоносная, антеклиза и Прикаспийская, преимущественно газоносная, синеклиза, естественно, относятся к двум главным нефтегазоносным окраинам Восточно-Европейского кратона [11—13]. Вместе с тем ни тот, ни другой элемент не может рассматриваться в качестве автономных подразделений бассейновой системы районирования — Волго-Уральский и Прикаспийский НГБ [1, 15]. Им принадлежит принципиально различная и никак не автономная Нд-онтогенетическая функция. Прикаспийская синеклиза выполняет роль главного по значимости днища на периферии Восточно-Европейского кратона. Волго-Уральская антеклиза является не бассейном (опусканием), а главным поднятым межбассейновым разделом кратона между Прикаспийско-Поволжским и Бельско-Арланским НдБ.

Таким образом, гигантские ресурсы Прикаспийско-Поволжского БТНГБ обусловлены высоким эвакуационным и аккумуляционным потенциалами и пониженными потерями Нд двух главных в бассейне онтогенетических элементов — обширного и емкого, структурно четко дифференцированного и хорошо законсервированного Прикаспийского подсолевого днища и северной существенно каемной склоновой Волго-Уральской окраины.

Укатненско-Тенгизский НдБ занимает значительную часть северной акватории Каспийского моря при ограниченных общих размерах (750×200 км, глубина 8...12 км). Структура бассейна отражена в частности в работе [3]. Бассейн полностью днищевый, в восточной части преимущественно уникально нефтеносный в подсолевых каменноугольных карбонатных рифогенных отложениях на крупных структурно-биоогенных выступах. Извлекаемые запасы нефти месторождения Тенгиз оцениваются в 1,3 млрд т, на месторождении Кашаган нефти — 1...7 млрд т, газа — 1...5 трлн м³ (Европа верит в Кашаган. — 2001). Допускается питание Тенгизского месторождения,

отделенного от Прикаспийской впадины Актюбинско-Астраханской системой поднятий, с юга (Джумагалиев Т.Н., Утегалиев С.И., 1985; Орешкин И.В., 1992). Наиболее вероятным главным источником УВ является Укатненский депоцентр. Учитывая ограниченные размеры НдБ и центротриаклинальное положение уникальных месторождений, можно допустить отступление сюда газоконденсатных растворов из депоцентра. Несмотря на то, что Астраханское газоконденсатное месторождение приурочено к межбассейновому гребню, его питание с юга маловероятно, поскольку гораздо большее количество высокотемпературного нижнего газа было генерировано в несопоставимо большем, глубоком и емком (расположенном непосредственно севернее месторождения) Прикаспийском днище по сравнению с Укатненским.

Обширный нефтяный регион, включающий Прикаспийско-Поволжский, Укатненско-Тенгизский и Примугоджарский автономные НдБ, может объединяться в Северо-Каспийский НдМуБ (названный в работе [13] Волго-Уральским НГБ), который по своему объему близок к Северо-Каспийскому НГБ, впервые выделенному И.О. Бродом [2].

На Скифской плите и в западной примангышлакской части Туранской плиты вслед за И.О. Бродом (1959—1960, 1965) обычно выделяют Азово-Кубанский и Среднекаспийский НГБ, охватывающие Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский краевые прогибы и прилегающие к ним склоны Скифской (и части Туранской) плиты, имеющие преимущественно моноклинальное строение с подъемом слоев от Кавказа в сторону Восточно-Европейского кратона за кряжем Карпинского. Вместе с тем на общем моноклинальном фоне выделяются крупные структурные осложнения, играющие важную роль в генерации и аккумуляции УВ. Краевые прогибы образованы сорванными по надвигам дислоцированными пакетами осадочного чехла с широким диапазоном преимущественной нефтеносности в кайнозойских и мезозойских отложениях, питаемой из внутренних очагов генерации УВ в погруженных более чем до 10...12 км днищах с Индоло-Кубанским и Терско-Каспийским депоцентрами.

На платформенном склоне бассейнов имеются четыре главных центра аккумуляции УВ: нефти — с многозалежными месторождениями преимущественно в юрских (Жетыбай-Узеньский), юрских и нижнемеловых (Прикумско-Тюленевский) отложениях; газоконденсата — с однозалежными и немногозалежными месторождениями в альбских отложениях (Каневско-Березанский); газа — с преимущественно однозалежными месторождениями в олигоцен-миоценовых отложениях (Ставропольский). Все они расположены в бортовых частях бассейнов на участках развития наиболее емких ловушек, связанных единым наклоном слоев с очагами массовой генерации УВ — днищами в регионе.

В Предкавказье на Скифской плите на общем моноклинальном поле выделяются региональные эле-

менты: Восточно-Кубанская впадина, Восточно-Маньчский прогиб и Ставропольский свод, играющие большую роль в генерации и аккумуляции УВ. Источниками питания главных центров аккумуляции УВ являлись подсолевые юрские отложения Восточно-Кубанской впадины, юрские и триасовые отложения Восточно-Маньчского прогиба. Очаги генерации в краевых прогибах существенной роли в нефтегазонасыщении ловушек Скифской плиты не играли. Это наглядно видно из закономерного изменения диапазона нефтегазоносности и фазового состояния УВ скоплений при переходе от Восточно-Кубанского очага генерации к Каневско-Березанской, Ставропольской зонам аккумуляции на западе и от Восточно-Маньчского очага генерации к Прикумско-Тюленевской, Карпинской зонам аккумуляции на востоке, а также из отсутствия таких пространственных связей между платформенными центрами аккумуляции и очагами генерации УВ в краевых прогибах.

Решающая роль подсолевых юрских нефтегазопроизводящих отложений Восточно-Кубанской впадины и нефтегазоносности смежных с ней структур и вышележащих отложений убедительно показана многими авторами (Егоян В.Л., Жабрев И.П., Клименко А.А., Крылов Н.А., Панченко А.С., Сверчков Г.П., Чахмахчев В.А. и др.). Изменения состава газа и конденсата позволили В.А. Чахмахчеву (1983) наметить пути латеральной миграции УВ из Восточно-Кубанской впадины на северо-запад, вдоль подъема шарнира Каневско-Березанского вала, исключив ранее предполагавшийся источник питания УВ в Индоло-Кубанском краевом прогибе.

Аналогичная картина ступенчатой миграции УВ из юрских отложений Восточно-Кубанской впадины в олигоцен-миоценовые (хадумские) отложения Ставропольского свода обоснована Г.П. Сверчковым еще в 1965 г. на профиле, проходящем от Армавирского, через Александровское, Николаевское к Сенгилеевскому и Северо-Ставропольскому месторождениям.

Вокруг Восточно-Маньчского очага генерации УВ также отмечается концентрическое омоложение стратиграфического диапазона нефтегазоносности. Действительно, триасовые отложения нефтегазоносны непосредственно в зоне Восточно-Маньчского прогиба; скопления УВ в юрских отложениях тяготеют к его бортовым частям, а также к смежным, относительно опущенным частям Прикумско-Тюленевского поднятия и гряды Карпинского (месторождения Долинное, Озексуат, Каспийское), а нефтегазоносные ловушки в нижнемеловых отложениях распространены широко и захватывают вершины обоих поднятий. При этом наблюдается закономерная смена фазового состояния УВ залежей от скоплений нижней газоконденсатной подзоны в опущенной части Прикумско-Тюленевского поднятия, через чисто нефтяную подзону в его поднятой части, к верхней нефтегазовой подзоне на гряде Карпинского. Преобладающие западное и северо-западное направления ми-

грации УВ из Восточно-Маньчского прогиба и прогнутых частей Терско-Кумской впадины обоснованы В.А. Чахмахчевым (1983) по изменению состава нефтей и конденсатов из юрских отложений. Им же в 1975 г. показано генетическое единство нефтей из юрских и меловых отложений. Д.А. Мирзоев, Е.М. Ланда (1981) отмечали сходство состава конденсатов нижнемеловых, юрских и триасовых отложений запада Прикумской области. Широкое распространение перетоков УВ из одних слоев в другие, сопровождающихся изменениями возрастного диапазона нефтегазоносности и фазового состояния УВ, установлено на западной и северной перифериях Среднекаспийского НдБ [5]. При перемещении от Восточно-Маньчского днища происходит последовательный, ступенчатый переток УВ из материнских триасовых и юрских отложений в вышележащие, менее зрелые и более автохтонные меловые, палеогеновые отложения, преимущественно нефтеносные на Прикумском участке, и полностью аллохтонные неогеновые отложения хадума-чокрака газоносные на Ставропольском своде.

Таким образом, оба главных очага (днища) питания УВ на Скифской плите очерчиваются своими ореолами миграции и аккумуляции УВ, не связанными с подвижным поясом. Вместе с прилегающими к ним элементами, на которые распространяются поля развития месторождений, питаемых из этих очагов, они должны выделяться в качестве самостоятельных нефтегазоносных бассейнов: Восточно-Кубанского и Восточно-Маньчско-Прикумского, обособленных от Индоло-Кубанского и Терско-Каспийского НГБ, расположенных в пределах одноименных краевых прогибов [5, 6].

На восточной окраине Восточно-Европейского кратона можно выделить следующие типы НдБ, зависящие от емкости кратона, в первую очередь от емкости его днища, глубины и асимметрии, развития главного приплатформенно-кратонного склона, величины поддвига кратона под обрамляющие его подвижные мобильные зоны складчато-надвигового строения:

1. Экзогенно-платформенные надкрупноастинолитные, округлые, всесторонне-склоновые, запечатанные соленосной крышкой, разнофазово-уникально-ресурсные (Прикаспийско-Поволжский БтНГБ).

2. Пограничные платформенно-краепогибные, резко асимметричные, с краевыми прогибным малоресурсным УВ днищем и широким платформенным склоном, с вытесненными на него разными, в том числе крупнейшими, ресурсами преимущественно нефтяных УВ:

- 2.1. Наиболее размерные и крупноресурсные (Бельско-Арланский, Чутырско-Киенгопский НГБ).

- 2.2. Среднеразмерные и среднересурсные (Ухтинский НдМуБ: Кортаихинско-Варандейский, Косью-Роговско-Чернышевский, Верхнепечорско-Ижма-Печорский НдчМуБ).

2.3. Малоразмерные и малоресурсные, преимущественно нефтеносные (Сылвенский НГБ).

3. Платформенные приграничные, прискладчатые, приорогенные, дислоцированные и узкоплатформенносклоновые, днищевые, глубокопогруженные:

3.1. Приавлакогенные, крупноресурсные, существенно нефтеносные (Укатненско-Тенгизский НГБ).

3.2. Припериклинально-орогенные, малоресурсные, существенно нефтеносные (Примугоджарский НГБ).

4. Краепрогибные, приорогенные, складчатые, преимущественно нефтеносные части мультибассейнов (Индоло-Кубанский, Терско-Каспийский НГЧМУБ).

5. Внутриплатформенные, преимущественно бортовые бассейны:

5.1. Асимметричные, среднересурсные:

5.1.1. Преимущественно нефтеносные (Восточно-Маньчско-Прикумский);

5.1.2. Преимущественно газоносные (Восточно-Кубанский).

5.2 Симметричные, малоресурсные:

5.2.1. Нефте- и верхнегазовосные (Устюртский);

5.2.2. Верхнегазовосные (Ассак-Ауданский).

Причины дифференциации типов НдБ — разнородная связь глубинной и поверхностной структуры и ее трансформация. Наиболее значимы надкрупно-астенолитная вертикальная трансформация, за счет плюмового мантийного диапиризма и региональные горизонтальные напряжения, с поддвигом жесткого кратона и его блоков под более пластичные мобильные элементы. Соотношение глубинных и поверхностных вертикальных и горизонтальных напряжений отражается в морфологии окраинно-кратонных опусканий и богатстве, а также фазовом состоянии связанных с ними НдБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Архипов А.Я. Нефтегазосные бассейны России: перспективы развития ресурсной базы нефти и газа // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазосности недр. — М.: ГЕОС, 2002. — Кн. 1. — С. 35—43.
2. Брод И.О. О сравнительной оценке перспектив нефтегазосности районов Северного и Северо-Восточного Прикаспия // Геология и нефтегазосность юга СССР. Закаспий и Северный Прикаспий: Тр. / КЮГЭ. —Л.: Госотптех-

издат, ЛО, 1962. — Вып. 8. — С. 7—55.

3. Строение кряжа Карпинского / Ю. А. Волож, М. П. Антипов, Ю. Г. Леонов и др. // Геотектоника. — 1999. — № 1. — С. 28—43.

4. Дмитриевский А.Н. Фундаментальные проблемы геологии нефти и газа // Современные проблемы геологии нефти и газа. — М.: Научный мир, 2001. — С. 22—28.

5. Тектоника нефтегазосных областей юга СССР /К. Н. Кравченко, М. В. Муратов, Л. Б. Вонгази др.; Под ред. К.Н. Кравченко и М.В. Муратова. — М.: Недра, 1973. — 203 с.

6. Кравченко К.Н. Размещение и нефтегазосность ловушек молодых платформ // Тектоника и критерии нефтегазосности локальных ловушек молодых платформ — М.: Наука, 1987. — С. 62—72.

7. Кравченко К.Н. Нафтосные провинции и бассейны Печорского, Баренцева и северной части Карского морей // Геология нефти и газа. — 1996. — № 11. — С. 33—43; № 12. — С. 28—38.

8. Кравченко К.Н. Сравнительная характеристика размещения, строения, развития и нефтегазосности Предуральского, Предверхоянского краевых прогибов, Восточно-Баренцевского и Вилькицкого мегарифтов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1998. — № 3. — С. 7—19.

9. Кравченко К.Н. Соотношение депоцентров окраинных опусканий Восточно-Европейского кратона с его нафтосными бассейнами // Строение и история развития платформ Евразии. — М.: МГТРУ, 2002.

10. Взаимосвязь позднекайнозойских напряжений и деформаций в Кавказском секторе Альпийского пояса и в его северном платформенном обрамлении / Ю. Г. Леонов, О. И. Гуценко, М. Л. Копп, Л. М. Расцветаев // Геотектоника. — 2001. — № 1. — С. 36—59.

11. Нефтегазосность России / К.А. Клецев, Ю.П. Мирончев, Б.Я. Вассерман и др. — М.: ВНИГНИ, 1997. — 123 с.

12. Региональная геология нефтегазосных территорий СССР / Г.А. Габриэлянц, Г.Х. Дикенштейн, И.Н. Капустин, А.А. Размышляев. — М.: Недра, 1991. — 283 с.

13. Серегин А.М., Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. Основы региональной нефтегазосности СССР. — М.: Недра, 1977. — 224 с.

14. Чекунов А.В. Глубинные причины тектогенеза // Геодинамика и развитие тектоносферы. — М.: Наука, 1991. — С. 18—30.

15. Новый подход к изучению глубокопогруженных горизонтов нефтегазосных бассейнов / В. С. Шейн, Л. А. Певзнер, В. И. Горбачев и др. // Геодинамика и нефтегазосность осадочных бассейнов СССР. — М.: ВНИГНИ, 1991. — С. 52—74.