

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И СМЕЖНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Е.В. Лозин

Башнипинефть

450006, Республика Башкортостан, Уфа, ул. Ленина, 86

E-mail: bashnipi@ufacom.ru

Поступила в редакцию 12 июля 2001 г.

Рассмотрены особенности геологического строения Волго-Уральской (Волжско-Камской) антеклизы и Предуральского прогиба – главных тектонических элементов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В осадочном чехле антеклизы, формирование которого происходило в верхнепротерозойско-мезозойское время, выделены рифейско-вендский и палеозойско-мезозойский структурные комплексы. Первый относится к доплитной части чехла, а второй – к ортоплатформенной (плитной) части. Основную площадь антеклизы занимают своды, на долю впадин и прогибов приходится существенно меньшая часть площади. В палеозойском чехле выделяется Камско-Кинельская система прогибов (ККСП), прослеживающихся в фаменско-яснополянской части разреза. ККСП охватывает преимущественную часть отрицательных элементов и склоны сводов.

В разрезе палеозойского осадочного чехла выделяется до 7 нефтегазоносных комплексов, объединяющих более 40 промышленно-нефтегазоносных горизонтов. Зоны нефтегазонакопления контролируются валами, грабенообразными прогибами, бортовыми и осевыми зонами ККСП; барьерной рифовой полосой и зоной складок кинзебулатовского типа в Предуральском прогибе.

Обоснованы перспективы и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, рифейско-вендский и палеозойско-мезозойский структурные комплексы, зоны нефтегазонакопления.*

ABYSSAL STRUCTURE AND OIL AND GAS CONTENT OF THE VOLGA-URAL AREA AND ADJOINING TERRITORIES

Ye.V. Lozin

Bashnipineft

E-mail: bashnipi@ufacom.ru

Discussed are the peculiarities of the geologic structure of the Volga-Ural (Volga-Kama) anteklise and the Pre-Ural Trough – the main tectonic elements of the Volga-Ural oil- and gas-bearing province. In the anteklise sedimentary cover, whose formation took place in Upper Proterozoic-Mesozoic era, Riphean-Vendian and Paleozoic-Mesozoic structural complexes are distinguished. The former is referred to the pre-plate part of the cover and the latter is referred to the ortho-platform (plate) part. The main area of the anteklise is occupied by arches, a considerably smaller part of the area falls to the share of depressions and troughs. In the Paleozoic cover, the Kama-Kinel Trough System (KKTS) is distinguished, which is traced in the Famenian-Yasnopolyanskian part of the section. The KKTS covers the primary part of negative elements and arch slopes.

Up to 7 oil- and gas-bearing complexes are distinguished in the Paleozoic sedimentary cover section that include over 40 commercial oil- and gas-bearing horizons. Oil- and gas-accumulation zones are controlled by embankments, graben-type troughs, flange and axial zones of the KKTS; by the barrier reef strip and the Kinzebulatov type folds zone in the Pre-Ural Trough.

The prospects and the main trends of oil and gas exploration have been substantiated.

Key words: *Volga-Ural oil- and gas-bearing province, riphean-Vendian and Paleozoic-Mesozoic structural complexes, oil- and gas-accumulation zones.*

Одна из крупных нефтегазоносных провинций России и мира, Волго-Уральская нефтегазоносная область, охватывает территорию Пермской, Кировской, Самарской, Оренбургской, Пензенской, Волгоградской, Ульяновской и части Свердловской областей, республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртской и Мари-Эл (рис. 1–5). Общая площадь около 700 тыс. км².

В тектоническом отношении Волго-Уральская область представляет собой восточную часть Русской плиты и Предуральский краевой прогиб (рис. 1). На севере ее ограничивают складчатые образования Тимана, на востоке – горный Урал, на юге и западе она граничит с Прикаспийской синеклизой, Сысольским и Токмовским сводами. Большую часть провинции занимает Волго-Уральская [Тектоника нефтегазоносных..., 1984], или Волжско-Камская, антеклиз. Волжско-Камская антеклиз – крупнейшая надпорядковая структура Русской плиты. На северо-западе и западе она сопрягается с Мезенской и Московской синеклизами, на юго-западе – с Рязано-Саратовской седловиной, на юге – с Прикаспийской синеклизой. На востоке Волжско-Камская антеклиз граничит с Предуральским прогибом, а на северо-востоке отделяется от Тимана Притиманским жёлобом, на севере она ограничена Вычегодским прогибом [Тектоника нефтегазоносных..., 1984].

По наиболее изученным палеозойским отложениям выделяются Камский, Пермский, Башкирский, Северо-Татарский, Токмовский, Южно-Татарский, Жигулевско-Пугачевский, Соль-Илецкий своды, Восточно-Оренбургский выступы и впадины: Верхне-Камская, Мелекесская, Висимская, Бымско-Кунгурская, Благовещенская, Салмышская, Бузулукская. Ставропольский прогиб разделяет Токмовский и Жигулевско-Пугачевский своды, а Ветлужский прогиб – Токмовский свод и северо-западный моноклиналиный склон антеклизы. Между сводами и впадинами обозначаются Ракшинская, Сарайлинская, Бирская, Казанская, Сокская и Павловская седловины. В Предуральском краевом прогибе с севера на юг выделяются Соликамская, Юрюзано-Сыльвенская, Бельская, Мраковская депрессии и разделяющие их Косьвинско-Чусовская, Шиханско-Ишимбайская и Урало-Илецкая седловины.

Контуры Волжско-Камской антеклизы намечались к концу байкальского тектонического цикла. В герцинский и альпийский тектонические циклы произошло окончательное формирование антеклизы в результате воздымания и

структурного обособления Волго-Камской части Сарматского щита. Геотектонические взаимодействия Волжско-Камской антеклизы с Московской, Мезенской синеклизами и Рязано-Саратовской седловиной выражены относительно стабильными в геологическом времени границами, совпадающими с положением крупнейших архейских разломов фундамента. Границы антеклизы с тектонически мобильными зонами байкалид Тимана, байкалид и герцинид Урала и с Прикаспийской синеклизой отличаются динамичным характером.

Геологический разрез снизу начинается с кристаллического основания – архей-раннепротерозойского фундамента. Глубина залегания фундамента в пределах республики Башкортостан от 1,8–2 км на западе, в районе Туймазинского месторождения, до 4–5 км на юго-западе (Шкаповское месторождение) и 4–6 км на севере и в центральной части. Фундамент ступенчато погружается к Предуральскому прогибу, где глубины залегания достигают 12–16 км. Осадочный чехол включает отложения рифея-венда (верхнего докембрия), палеозоя (кембрия, ордовика и силура-перми) и мезозойско-кайнозойского комплекса.

Основные особенности геологического строения

Схема геологического строения фундамента Волго-Уральской области, заимствованная из работы [Богданова, 1986], представлена на рис. 2. Прослеживается закономерная северо-восточная ориентированность узких линейных структурных элементов и обширных полей развития архейских серий. В северной части региона просматривается отклонение структур к востоку, а в южной – к северу. Крупные антиклинорные зоны слагаются магматическими породами древней отрадненской серии, затронутыми гранулитовым метаморфизмом (эндербиты, габбро-анортозиты). Синклинорные структуры сложены метаморфизованными разностями более молодой большечеремшанской серии [Богданова, 1986; Лапинская и др., 1985; 1992; Постников, 1992].

На фоне указанных крупных структурных элементов северо-восточного простирания выделяется ориентированная на северо-запад структурная зона, в пределах которой обособляются слабо дислоцированные «ядерные» структуры архейской консолидации. Эта зона

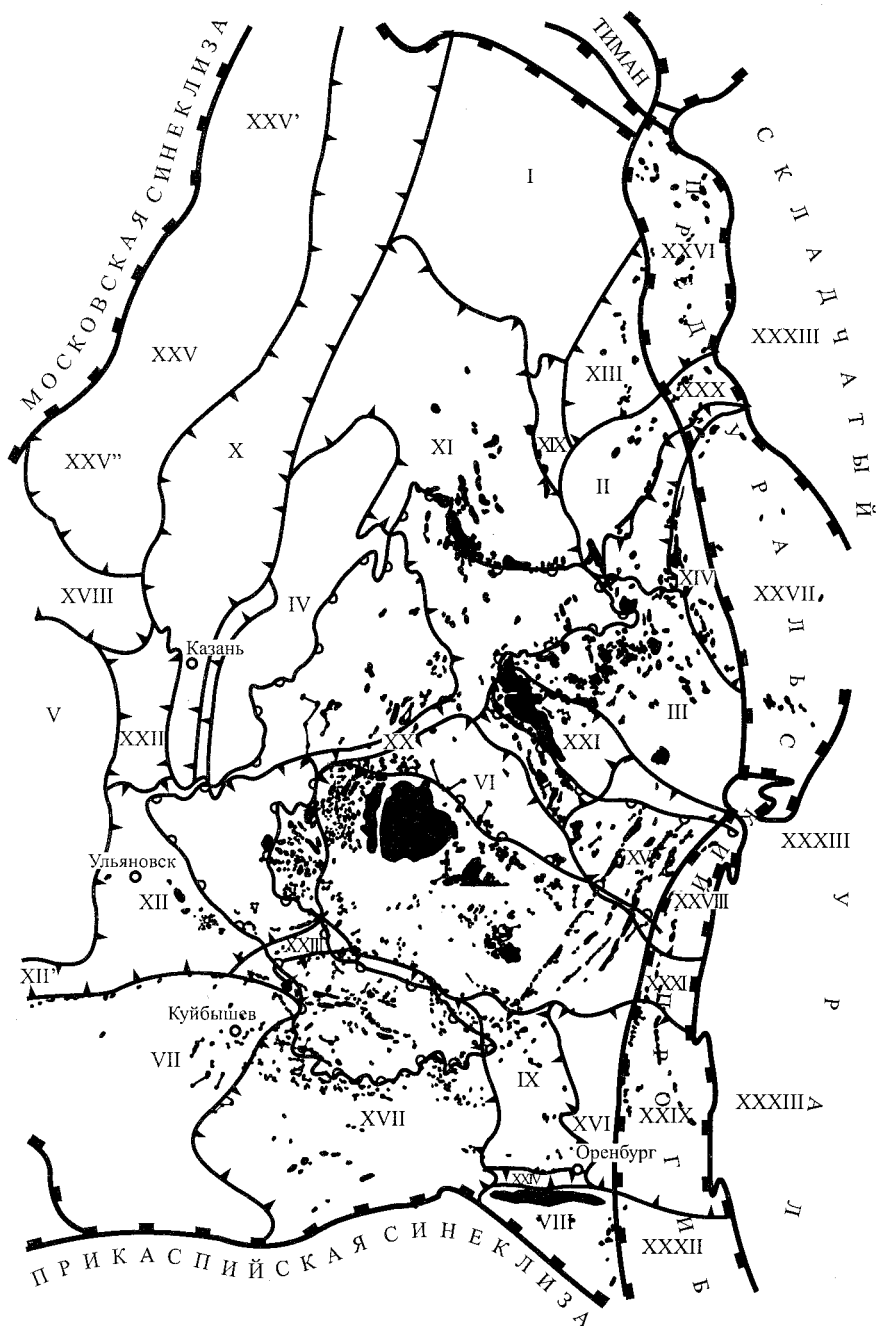


Рис. 1. Нефтяные и газовые месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. I-XXXIII – элементы палеозойского структурного этажа:

Волжско-Камская антеклиз: *Своды:* I – Камский, II – Пермский, III – Башкирский, IV – Северо-Татарский, V – Токмовский, VI – Южно-Татарский, VII – Жигулевско-Пугачевский, VIII – Соль-Илецкий. *Структурные выступы:* IX – Восточно-Оренбургский. *Авлакогены:* X – Кажимско-Вятский (Казанско-Кажимский прогиб и Вятская система валов). *Впадины и прогибы:* XI – Верхне-Камская, XII – Мелекесская, XII' – Ставропольский. *Окраинные впадины и прогибы:* XIII – Висимская, XIV – Бымско-Кунгурская, XV – Благовещенская, XVI – Салмышская, XVII – Бузулукская, XVIII – Ветлужский. *Седловины:* XIX – Ракшинская, XX – Сарайлинская, XXI – Бирская, XXII – Казанская, XXIII – Сокская, XXIV – Павловская. *Моноклинали:* XXV – Северо-западный моноклиальный склон Волжско-Камской антеклизы, выраженный в структуре Кыновско-Пермского комплекса отложений. *Своды погребенные, выраженные в структуре Эйфельско-Пашийского комплекса отложений:* XXV' – Сыктывкарский, XXV'' – Котельнический.

Предуральский краевой прогиб: *Депрессии:* XXVI – Соликамская, XXVII – Юрюзано-Сылвенская, XXVIII – Бельская (Симско-Усольская), XXIX – Мраковская (Нугушская). *Седловины:* XXX – Косвинско-Чусовская, XXXI – Шиханско-Ишимбайская, XXXII – Урало-Илекская.

Область герцинской складчатости (Уралиды) – XXXIII. Остальные обозначения см. на рис. 4.

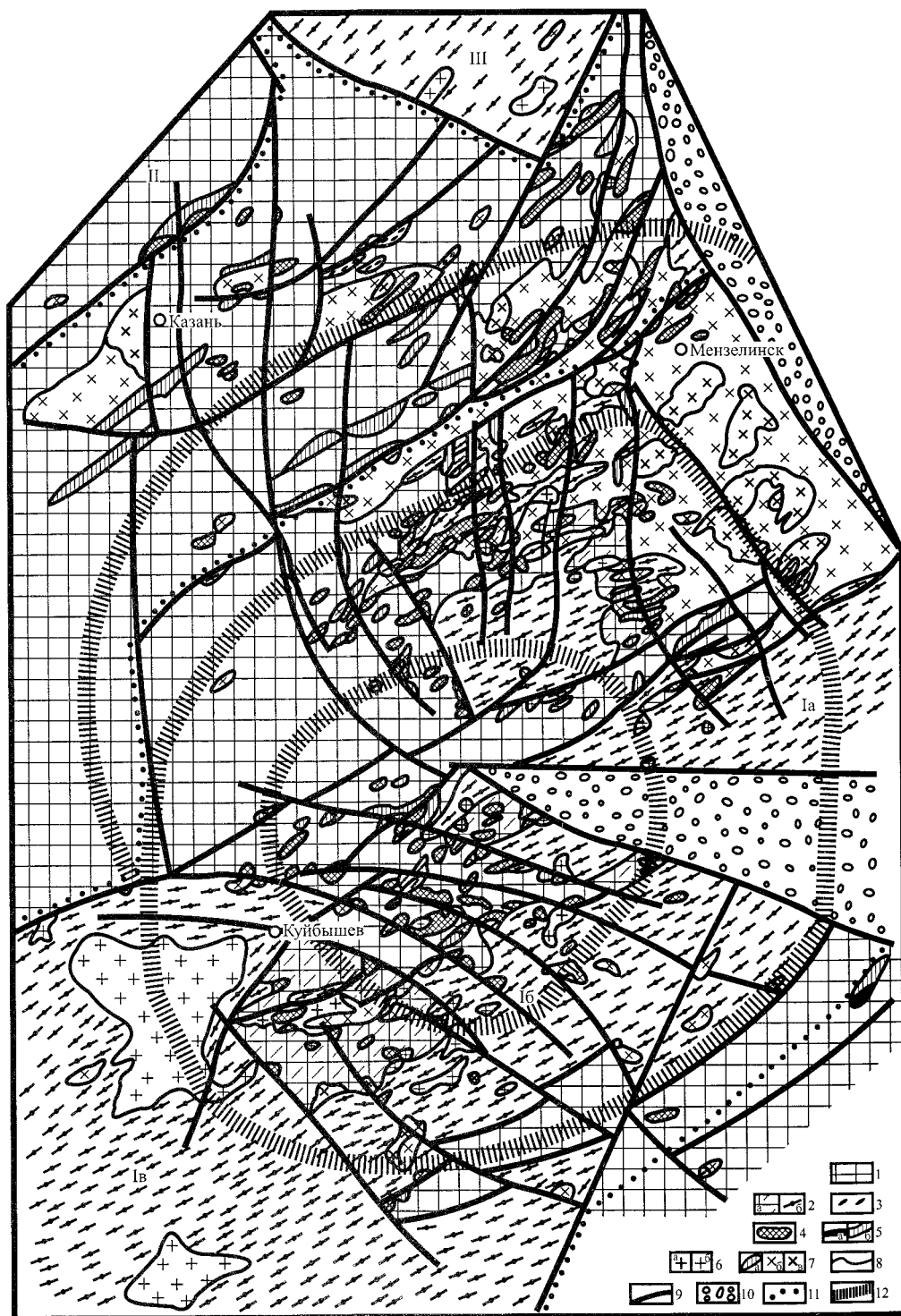


Рис. 2. Схема геологического строения фундамента Волго-Уральской области (по С.В. Богдановой [1978] с дополнениями [А.В. Постникова, 1992] и Л.П. Поповой [Лапинская и др., 1985]).

1-6 – архей: 1-3 – серии: 1 – отрадненская, 2 – большечеремшанская (комплексы: а – сулеевский, б – миннибаевский), 3 – привятская; 4 – метагабброиды екатериновского комплекса; 5 – интрузивы позднего архея (а – ультрабазиты чубовского комплекса, б – габбро-норит-анортозиты туймазинского комплекса); 6 – гранитоиды (а – чарнокитоиды кольванского комплекса, б – плагиомикроклиновые гранитоиды рахмановского комплекса). 7 – нижний протерозой (серии: а – сармановская, б – диорит-плагиогранитоидная, в – гранодиорит-гранитная). 8 – контуры геологических тел. 9 – разломы. 10 – рифей. 11, 12 – границы: 11 – структур: 1д– 1в – Средневожского мегаблока (блоки: 1а – Альметьевский, 1б – Бузулукский, 1в – Жигулевско-Пугачевский), II – Окско-Волжского блока, III – Верхневятского блока; 12 – Средневожской геофизической концентрически-кольцевой структуры.

протягивается более чем на 300 км от Бузулукской впадины до восточного склона Токмовского свода.

Архейская складчатость пересекается разломами северо-западного, широтного и меридионального простирания.

В раннем протерозое архейский гранулитовый субстрат подвергся повторной метаморфической переработке. В отличие от архейского гранулитового метаморфизма, имевшего площадное распространение, раннепротерозойский диафторез амфиболитовой фации фиксируется по протяженным зонам, разделяющим гранулитовые блоки (рис. 2). Сформирована сложная структура, в пределах которой выделяются крупные тектонические элементы. Крупнейшим является Средневожский мегаблок, где отчетливо выделяется центральная гранулитовая часть и окаймляющие ее зоны диафторической переработки. Северо-западная, северная и северо-восточная части Средневожского мегаблока осложнены, соответственно, Свяжским, Привятским и Бакалинским массивами. Весь Средневожский мегаблок состоит из Альметьевского (Ia, рис. 2), Бузулукского (Iб) и Жигулевско-Пугачевского (Iв) блоков. Кроме Средневожского в фундаменте Волго-Уральского сегмента выделяются Окско-Волжский и Верхневятский блоки, а также Средневожская геофизическая концентрически-кольцевая структура (рис. 2).

Подчеркнем, что протерозойские метаморфические формации амфиболит-зеленосланцевой фации имеют меньшее распространение по сравнению с архейским гранулитовым субстратом. Из них сложены карелиды, простирающиеся сравнительно узкими полосами в пределах Кажимско-Вятского прогиба, Камско-Бельской грабеновой впадины, Сергеевско-Абдулинского и Ставропольского прогибов (Р.А. Гафаров, Н.В. Подоба, А.Д. Серова и др.). Архейско-протерозойский субстрат расчленен разломами на блоки разных размеров и формы. По разломам фиксируется внедрение дак магматических пород (диабазов, габбро-диабазов), незатронутых метаморфизмом.

Отметим резкую изменчивость глубин залегания фундамента (**дорифейского кристаллического основания**). Наиболее приподнятое положение (отметки от $-1,0$ до $-1,6$ км) имеют западные и центральные области синеклизы, а наиболее погружены юг и восток – от отметок $-6,0$ до $-11-16$ км. Максимальные глубины фиксируются по геофизическим данным в Осин-

ко-Калтасинском прогибе (Камско-Бельский грабиновой впадины). Углы наклона рельефа фундамента в некоторых местах достигают 8° .

Внутренняя структура фундамента – своды, опускания, блоки, разделенные разрывами, система разломов, интрузии – оформилась в геосинклинально-платформенную эпоху тектонического развития территории.

В работе [Лозин, 1994] автором с помощью серии палеопостроений обосновано представление о рифтовом генезисе рифейских структур Камско-Бельской грабеновой впадины и Серноводско (Сергиевско)-Абдулинского прогиба. Рифты закладывались в теле фундамента. Материалами регионального сейсмического профиля УРСЕЙС-95 доказано существование дорифейского Макаровского разлома, тяготеющего к осевой зоне Камско-Бельской грабеновой впадины [Пучков, 2000]. Утвердившееся в нефтяной геологической науке представление о прямой генетической связи между рифтогенезом и формированием достаточно мощных осадочных нефтегазоносных бассейнов позволяет судить о нефтегазоносности вышележащих осадочных толщ в рассматриваемом случае. Из них палеозойская осадочная толща регионально нефтеносна в Волго-Уральской области (на Волжско-Камской антеклизе). О перспективах промышленной нефтегазоносности рифейско-вендской осадочной толщи на сегодняшний момент пока можно только предполагать (см. ниже).

Над дорифейским кристаллическим основанием залегают мощные осадочные отложения верхнепротерозойско-фанерозойского структурного надэтажа. Осадочный чехол подразделяется на рифейский, вендский, палеозойский (среднедевонско-пермский) и мезозойско-кайнозойский структурные этажи.

Самый древний – **рифейский** – структурный этаж платформенного чехла отличается следующими основными чертами тектонического строения: дизъюнктивной расчлененностью; грабеновым строением отрицательных и горстовым строением положительных структурных элементов; заметным магматизмом формаций горных пород. Выделяются крупнейшая Камско-Бельская грабеновая впадина, Серноводско(Сергиевско)-Абдулинский и Кажимский грабен-прогибы, Салмышская грабен-мульда, Осинцевский горстовый, Пермский сквозной своды, Стерлитамакский структурный выступ, Новотроицкая, Месягутово-Березовская и Балаковско-Пугачёвская структурные террасы. Структурами меньшего

порядка считаются Алькеевский, Бавлинско-Балтаевский, Екатериновский, Варзи-Ятчинский, Кокарский и другие грабены (рис. 3).

Камско-Бельская грабеновая впадина в качестве Осинско-Калтасинского прогиба впервые была выделена Э.Э.Фотиади [1956], а затем уточнение и детализация ее строения выполнялись Б.М. Юсуповым, В.Д. Наливкиным, А.А. Клевцовой, Р.О. Хачатряном. Впадина имеет дизъюнктивные границы с окружающими ее сводами и выступами фундамента. Юго-западный ее борт более крутой по сравнению с северо-восточным. От бортов впадины рифейские отложения ступенчато погружаются к ее центральной части: погружение составляет от 0,2 до 1,5 км. Бураевской седловиной Камско-Бельская впадина расчленяется на северо-западную замкнутую Осинскую депрессию и незамкнутую юго-восточную Благовещенскую. Обе эти глубокие депрессии состоят из серии грабенов и горстовых поднятий.

Сергиевско-Абдулинский прогиб уступает по размерам Камско-Бельской грабеновой впадине, имеет широтное простирание, клиновидную форму и замыкается на востоке в районе Толбазинской седловины (рис. 3). Он сформировался в раннерифейское время в области разломов дорифейского кристаллического основания преимущественно субширотной ориентировки. Формирование его произошло позже Камско-Бельской впадины. Он отделяет Альметьевский выступ фундамента от Орляско-Ивановского выступа Средневожского массива. Прогиб прослеживается в нижнерифейских отложениях и выше по разрезу (к венду) выполаживается.

Похожее тектоническое строение имеет и Кажимский грабен-прогиб, отделяющий Сысотский и Котельнический выступы фундамента от Коми-Пермяцкого и Немского выступов. Он тоже имеет клиновидную форму и затухает с севера на юг (на севере его амплитуда 1200 м).

Тектоника Салмышской грабен-мульды изучена недостаточно: у нее заливообразная форма (раскрывающаяся в сторону Мраковской депрессии) и амплитуда до 1500–1600 м.

Кокарский и Варзи-Ятчинский грабены раскрываются в сторону Камско-Бельской грабеновой впадины, оперяя ее на краю Альметьевского массива фундамента. Субширотной Бавлинско-Балтаевский грабен амплитудой 1500 м разделяет Шаранский выступ и Ново-Троицкую структурную террасу. Алькеевский грабен ам-

литудой 350 м отчленяет Волго-Окский массив от Альметьевского и на юге соединяется с Сергиевско-Абдулинским прогибом. С юга в этот прогиб вливается субмеридиональный Екатерининский грабен амплитудой до 180 м. Он разделяет Узюковский и Орляско-Сидоровский выступы Средневожского массива.

Своды Осинцевский и Пермский выражены в верхнерифейских отложениях в виде крупных горстообразных структур, разделенных Бымской депрессией.

Структурные террасы Месягутовско-Березовская, Ново-Троицкая и Балаковско-Пугачевская четко ограничены крупными разломами и сложены ниже-верхнерифейскими и нижевендскими отложениями. Так же, как и Стерлитамакский структурный выступ, они впервые выделены Р.О. Хачатряном [1979] и подлежат детальному изучению.

Вендский структурный этаж. Осадочные отложения, слагающие этот этаж, отличаются от рифейского структурного этажа качественно иным стилем тектоники, близким к залегающему выше палеозойскому структурному этажу. Рассеченность разломали и магматизм существенно ниже, чем в отложениях рифейского структурного этажа, а залегание пород – типично платформенное, со спокойной морфологией слоев, дислоцированных преимущественно в пликативные структурные формы.

Выделяются обширные перикратонные впадины Байкибашево-Колганская, прилегающая с запада к Южному Приуралью, и Бородулино-Тимшерская, занимающая всю северо-восточную часть антеклизы. Между ними широтно простирается Камбарско-Яныбаевская седловина. Западный край седловины ограничивается Кукморским выступом фундамента, а восточный испытывает подъем к Осинцевскому своду и Месягуловско-Березовской структурной террасе.

Размытая поверхность пород вендского структурного этажа не согласуется с его внутренним тектоническим строением, которое отличается и от рельефа эродированной поверхности архейско-нижнепротерозойского фундамента и рифейской толщи (рис. 3). Вместе с выступами и палеосводами фундамента названные выше крупные структурные элементы вендской толщи с осложняющими их локальными структурами (Шкаповское, Маркетовское, Сивинское, Акинеевское, Кушкульское поднятия и др.) наследуются в вышележащем палеозойс-

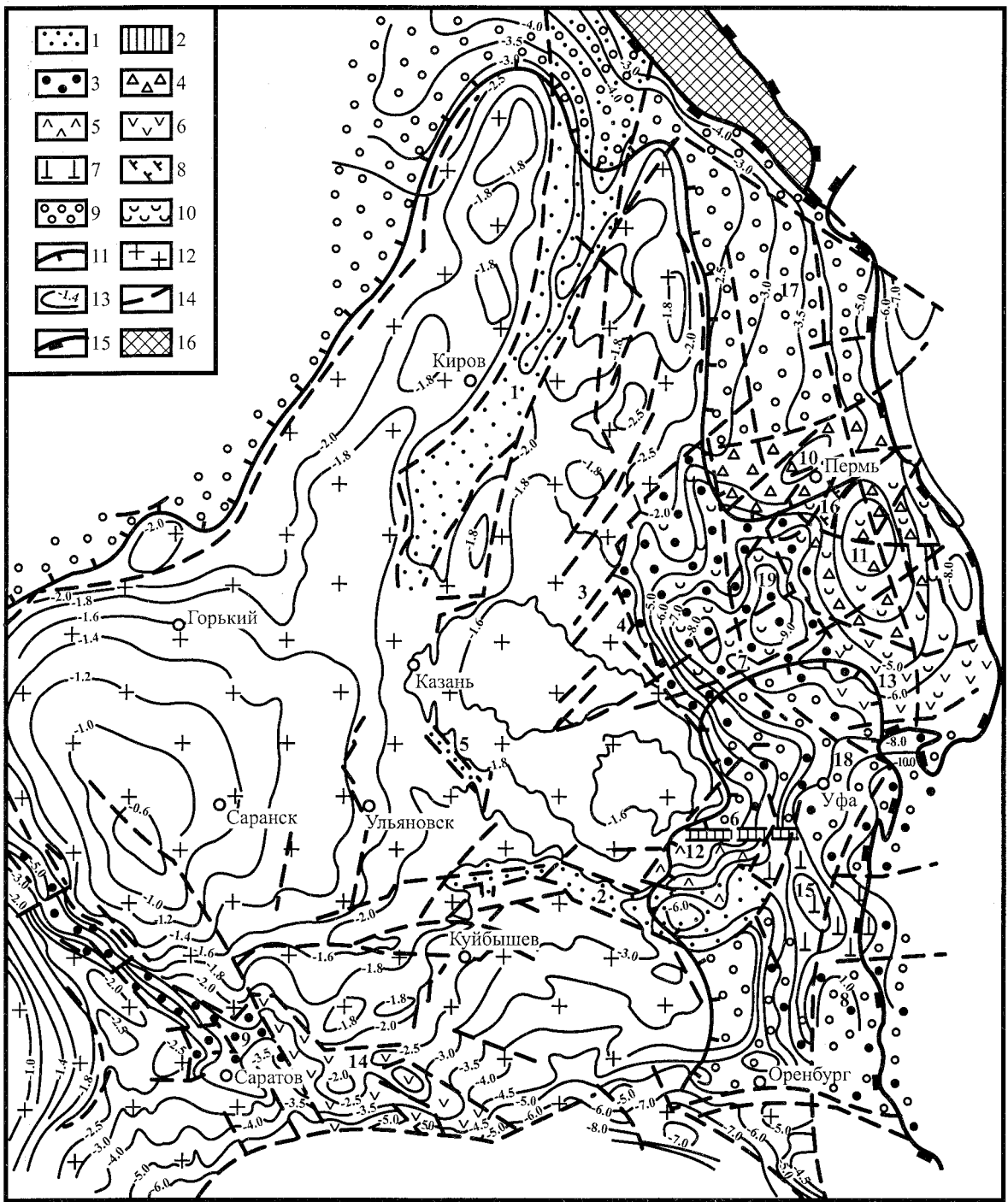


Рис. 3. Тектоническая карта рифейского и вендского структурных этажей (по [Р.О. Хачатрян, 1979]).

Рифейский структурный этаж: 1 – прогибы и грабены раннерифейские; прогибы: Кажимский (1), Сергиевско – Абдулинский (2); грабены: Кокарский (3), Варзятчинский (4), Алькеевский (5); 2 – грабены среднерифейские: Бавлинско-Балтаевский (6); 3 – прогибы раннерифейско-ранневендские: Осинско-Калтасинский (7), Салмышский (8), Пачелмский (9); 4 – своды позднерифейско-ранневендские: Пермский (10), Осинцевский (11); 5 – структурные террасы рифейские: Ново-Троицкая (12); 6 – структурные террасы рифейско-ранневендские; Месягутовско-Березовская (13); Балаковско-Пугачевская (14); 7 – структурные выступы: Стерлитамакский (15); 8 – седловины: Бымская (16).

Вендский структурный этаж: 9 – перикратонные впадины: Бородулино-Тимшерская (17), Байкибашево-Колганская (18); 10 – седловины: Камбарско-Яныбаевская (19); 11 – граница верхневендских структур; 12 – массивы и выступы архейско-среднепротерозойского Волго-Камского субцита; 13 – изогипсы поверхности фундамента; 14 – разломы; 15 – граница байкалид и уралид; 16 – байкалиды Тимана.

ком чехле. На примере юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы в рамках территории Башкортостана это достаточно детально показано в работе [Лозин, 1994].

Палеозойский структурный этаж в самой полной мере отражает тектоническое строение Волжско-Камской антеклизы (ВКА). В этом этаже выражены все крупнейшие структуры, перечисленные в начале статьи (рис. 4). Границы указанных тектонических элементов выделены главным образом по девонским и ниже-среднекаменноугольным отложениям, так как по вышележающим осадочным породам происходит выполаживание структур и их контуры приобретают расплывчатые очертания.

Среди крупных структур антеклизы по числу и по площади преобладают положительные: своды – Токмовский, Северо-Татарский, Пермский, Соль-Илецкий (сквозные); Жигулевско-Пугачевский, Южно-Татарский, Камский (наложенно-сквозные); Башкирский (наложенный); Восточно-Оренбургский структурный выступ; седловины – Кузнецкая, Сокская, Павловская, Казанская, Сарайлинская, Бирская, Ракшинская.

Для всех сводов, за исключением Пермского, характерно асимметричное строение, которое находит выражение в смещении их вершин в сторону регионального подъема слоев. Преобладают сквозные (их 4) и наложенно-сквозные (их 3) по типу своды, так как наложенным является один Башкирский свод. С окружающими впадинами, седловинами и прогибами своды имеют преимущественно флексуобразный характер сочленения.

В западной части антеклизы своды наиболее значительные по размерам, они слабее расчленены и занимают более высокое структурное положение по сравнению с более погруженными и меньшими по величине, сильнее расчлененными сводами в восточной части.

Из 8 впадин 7 являются сквозными (Ветлужская, Верхне-Камская, Мелекесская, Висимская, Благовещенская, Салмышская, Бузулукская). Сваропольский прогиб тоже относится к типу сквозных. Лишь Бымско-Кунгурская впадина по генезису наложенно-погребенная. Ветлужская впадина глубоким заливом со стороны Московской синеклизы вдается в Волжско-Камскую антеклизу. Ее ось ориентирована в поперечном направлении к простиранию антеклизы (рис. 4). Она является окраинной впадиной, как и восточные – Висимская, Благовещенская, Сал-

мышская и огромная Бузулукская. Последняя морфологически округла и разделяет Южно-Татарский свод и Восточно-Оренбургский структурный выступ. Широкая осевая зона впадины погружается на юго-восток, где она уступом раскрывается в Прикаспийскую синеклизу. Под северо-восточным бортом Бузулукской впадины погребен Орляно-Ивановский выступ фундамента. Внутренняя тектоника впадины чрезвычайно сложна. Впадина делится на северную и южную части субширотной Ветлянско-Бобровской валообразной зоной. В северной ее части развиты широтные Хилковский, Мухановский, Лебяжинский валы, а также валы северо-западного простирания – Дмитриевско-Долматовский, Кулешовский и другие. Кроме того, развита целая система значительных изометричных приподнятых и опущенных зон [Хачатрян, 1979]. В южной части впадины широко развиты биогермы девонско-пермского возраста. Западнее Кинель-Черкасского, Семеновского, Шумаркинского, Малышевского поднятий выявлены узкие субмеридиональные грабенообразные прогибы (ГП). О ГП будем говорить ниже.

Среди сочленяющих форм наиболее крупными являются Казанская и Бирская седловины. Последняя соединяет Южно-Татарский и Башкирский своды и простирается в запад-северо-западном направлении. По строению она асимметрична. Северо-восточный ее борт узкий и крутой по сравнению с юго-западным. Вдоль простирания седловины протягиваются валы Карабаевский, Иванаевский (Иванаевско-Дюртюлинский), Андреевский, Саузбашевско-Манчаровский. Эти валы пересекает Серафимовско-Чекмагушский ГП и контролируемый им Чекмагушский вал [Лозин, 1991].

Характернейшую особенность тектонического строения Волжско-Камской антеклизы представляет система погребенных прогибов, прослеживаемых в интервале среднефранко-нижневизейского комплекса пород.

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП)

Камско-Кинельская система прогибов состоит из нескольких морфологически выраженных депрессий или прогибов, которые располагаются между сводами в осадочном чехле по большей части Волжско-Камской антеклизы. Ответвления системы находятся в Удмуртии, на севере Пермской области, в Татарстане, Самар-

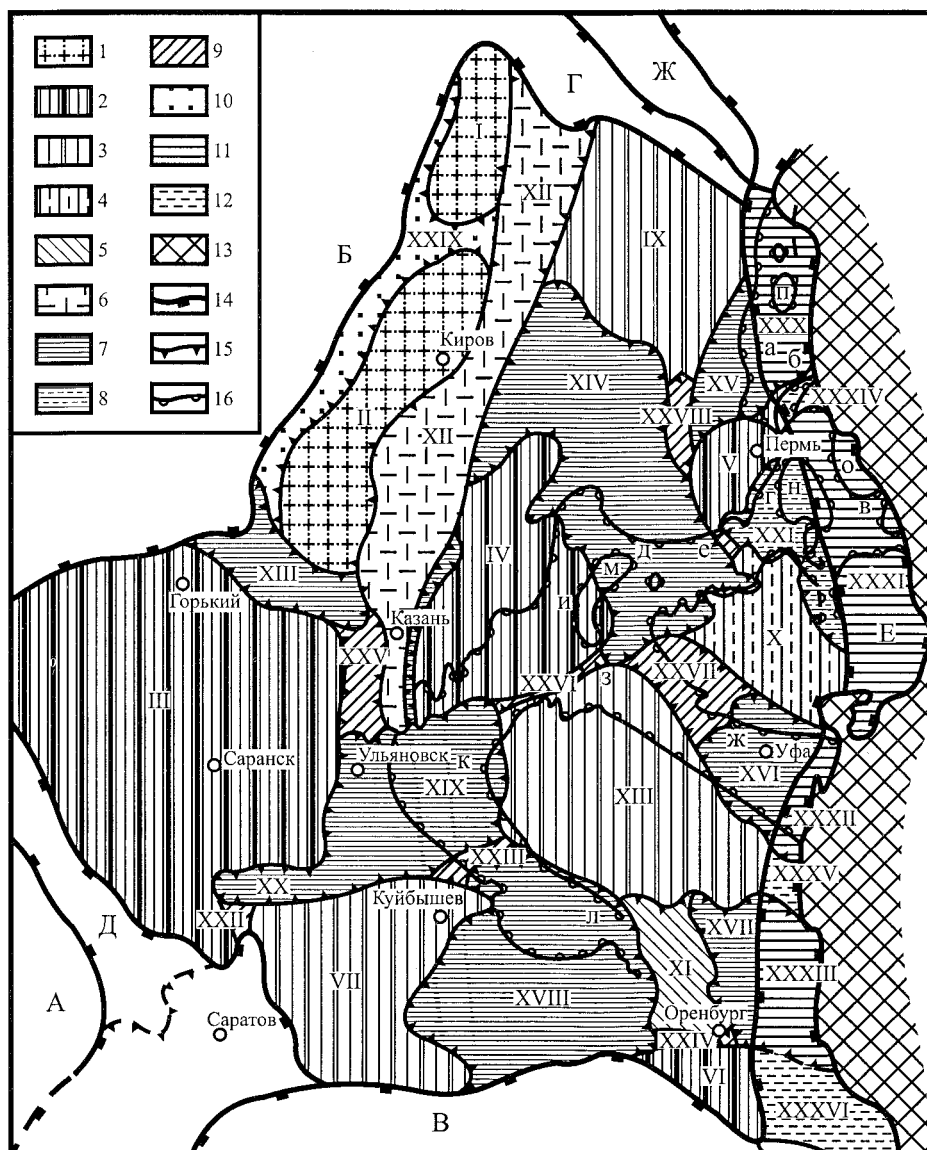


Рис. 4. Тектоническая карта палеозойского структурного этапа Волжско-Камской антеклизы. По Р.О. Хачатряну, В.И. Громеке.

1 – своды погребенные: Сыктывкарский (I), Котельнический (II); 2 – своды сквозные: Токмовский (III), Северо-Татарский (IV); Пермский (V), Аль-Илецкий (VI); 3 – своды наложенно-сквозные: Жигулевско-Пугачевский (VII), Южно-Татарский (VIII), Камский (IX); 4 – своды наложенные: Башкирский (X); 5 – структурные выступы: Восточно-Оренбургский (XI); 6 – авлакогены: Кажимско-Вятский (XII); 7 – впадины, прогибы сквозные: Ветлужская (XIII), Верхнекамская (XIV), Висимская (XV), Благовещенская (XVI), Салмышская (XVII), Бузулукская (XVIII), Мелекесская (XIX), Ставропольский (XX); 8 – впадины наложенно-погребенные: Бымско-Кунгурская (XXI); 9 – седловины: Кузнецкая (XXII), Сокская (XXIII), Павловская (XXIV), Казанская (XXV), Сарайлинская (XXVI), Бирская (XXVII), Ракшинская (XXVIII); 10 – моноклинали: Северо-Западная (XXIX); 11 – депрессии Предуральского краевого прогиба: Соликамская (XXX), Юрюзано-Сылвенская (XXXI), Симско-Усольская (Бельская) (XXXII), Нугушская (Мраковская) (XXXIII); 12 – седловины Предуральского краевого прогиба: Косьвинско-Чусовская (XXXIV), Шиханско-Ишимбайская (XXXV), Урало-Илекская (XXXVI); 13 – герциниды Урала; 14 – границы крупнейших структур: Воронежская антеклиза (А), Московская (Б) и Прикаспийская (В) синеклизы, Притиманский желоб (Г), Рязано-Саратовская седловина (Д), Предуральский краевой прогиб (Е), Тиман (Ж); 15 – границы крупных структур Волжско-Камской антеклизы; 16 – границы Камско-Кинельской системы прогибов и разделяющих их рифогенных массивов: прогибы Добрянский (Касибский) (а), Кизеловский (б), Уткинско-Серебрянский (в), Шзылым-Калининский (г), Фокинский (д), Сарапульский (е), Актаныш-Чишминский (ж), Нижнекамский (з), Можгинский (и), Усть-Черемшанский (к), Муханово-Ероховский (л); массивы – Ижевский (м), Кунгурский (н), Кыновский (с), Березниковский (п).

ской, Оренбургской областях и Башкортостане. Общая протяженность Камско-Кинельской системы составляет примерно 12 тыс. км. Система морфологически полукруглая, выпуклая к западу (рис. 5). К западу от Казани в Татарстане она не обнаружена. Ее ширина меняется от 10 км до 100 км, увеличиваясь до 200 км к юго-востоку от Самары. Пока идентифицированы восемь прогибов [Юнусов и др., 1991].

1. Первый – на юге, проходит к западу-северо-западу – востоку-юго-востоку вдоль южного края Северо-Татарского свода, отделяя этот свод от Жигулевско-Пугачевского свода. Он известен как Муханово-Ероховский прогиб (рис. 5). Своим северным крылом оно граничит с Большекинельским валом, к которому приурочен ряд нефтяных месторождений. О восточном продолжении Мухановско-Ероховского прогиба можно предполагать: оно может находиться на западных склонах Уральских гор, в Зилаирском районе.

2. На юго-западе, вдоль крыла Южно-Татарского свода и через восточную часть Мелекесского бассейна прослеживается Усть-Черемшанский прогиб. Нет уверенности в том, что Юхмачино-Биллярское древнее поднятие, которое в кыновское время разделило Мелекесский бассейн на восточную и западную части, позднее образовало центральное поднятие в этой части системы прогибов.

3. Между северным и южным куполами Северо-Татарского свода в северо-восточном – юго-западном направлении простирается Нижне-Камский прогиб.

4. Актаныш-Чишминский прогиб, протягивающийся на северо-запад – юго-восток вдоль северо-восточного крыла Южно-Татарского свода. Этот прогиб идет параллельно и фактически образует южный край Бирской седловины. Его продолжение в Бельской депрессии Предуральского краевого прогиба носит название Инзеро-Усольского прогиба ККСП.

5. Сарапульский прогиб, который образует северное простирание Актанышско-Чишминского прогиба, проходит в направлении северо-юг вдоль западной стороны Башкирского свода, распространяясь в Удмуртии.

6. К северо-востоку – юго-западу между Пермским и Башкирским сводами ответвляется Шалымский прогиб, который продолжается в северо-восточном направлении в Пермской области в сторону Предуральского краевого прогиба (Калининский прогиб).

7. Северо-западнее Сарапульский прогиб переходит в можгинский, севернее которого обозначается слабо выраженный Фокинский прогиб, идущий на север Соликамской депрессии Предуральского прогиба.

8. По простиранию Соликамской депрессии осевым разделом дробятся самые северные Добрянско-Челвинский и Кизеловский прогибы (рис. 5).

Формирование ККСП началось во время региональной трансгрессии в позднекыновское (ранний фран) время. Начиная с кыновского времени и позднее, дифференциация окружающих пород привела к образованию трех отдельных осадочных последовательностей:

1) платформенная обстановка осадконакопления с известняками светлой окраски, содержащими окаменелости (сводовый тип);

2) среда бассейна со сланцеватыми известняками и кремнистыми, битуминозными сланцами темной окраски (депрессивный тип);

3) краевая среда, характеризующаяся органокластическими известняками и рифами (бортовой тип).

В конце мендымского времени эта дифференциация уже существовала. С тех пор региональному оседанию соответствовало осаднение мелководных карбонатов. Рифы начали расти по краям и боковым сторонам неглубоких платформенных впадин. Имело место очень небольшое осадконакопление в прогибах, где возникли бескислородные условия.

Осадки платформенного шельфа франско-фаменского века имеют мощность в несколько сотен метров и состоят из переслаивающихся органогенных известняков и доломитов с редкими пластами мергеля и ангидрита. Изолированные рифы имеются в изобилии, часто большими группами, образуя рифовые плато. Эти рифы очень богаты нефтью. Пласты известняков, облегающие рифы с турнейского периода, также являются объектом разведочных работ. В фаменской толще имеются несколько перерывов, и они распознаются по карстовым уровням.

Барьерные коралловые рифы формировались на склонах, отделяя шельфовые области от бассейновых областей. Эти рифы достигли общей мощности в 1000 метров и в настоящее время довольно сильно выступают ввиду дифференциального уплотнения отложений на шельфе, а также в прогибах. Во время регионального проседания рифы росли наружу над старым передним рифом, тем самым постепен-

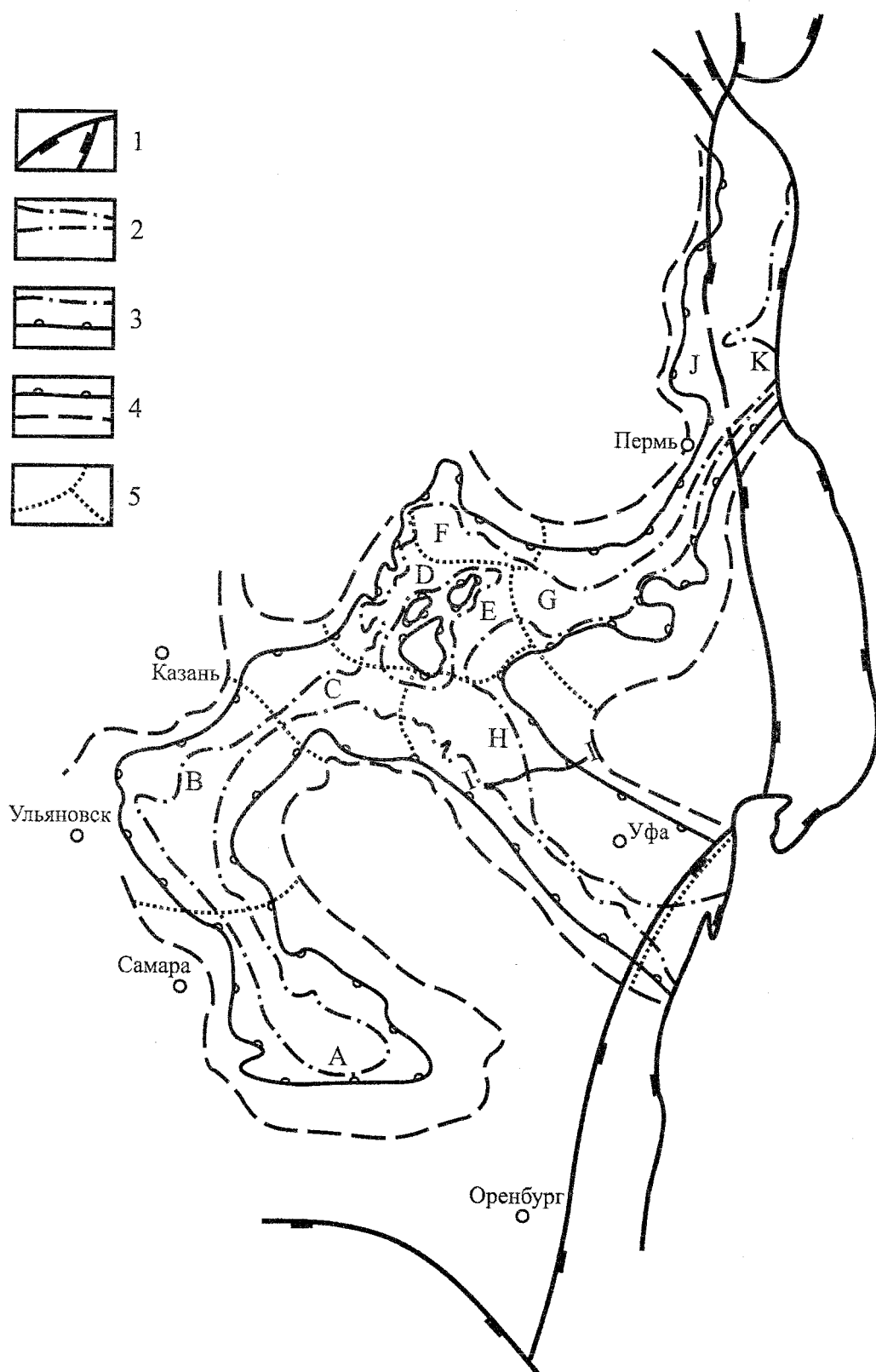


Рис. 5. Схема Камско-Кинельской системы прогибов.

1 – границы тектонических регионов; 2 – осевая зона прогибов; 3 – границы турнейских бортов; 4 – границы верхнедевонских бортов; 5 – границы прогибов: А – Муханово-Ероховский, В – Усть-Черемшанский, С – Нижне-Камский, Д – Можгинский, Е – Сарапульский, F – Фокинский, G – Шалымский и Калининский, Н – Актаныш-Чишминский, I – Инзеро-Усольский, J – Добрянско-Челвинский, К – Кизеловский; 6 – линия профиля.

но уменьшая ширину прогибов. Склоны переднего рифа, направленного в сторону бассейна, крутые, склоны «тылового рифа» на стороне шельфа имеют небольшой уклон. Первоначальная разница в глубине между вершиной рифов и отложениями бассейна не была большой, но по мере того, как рифы продолжали расти вверх, а шельф тыловых рифов сохранял темп роста, незначительное осадконакопление в прогибах привело к еще большей разнице в глубине, возможно, до 350 м. Влияние уплотнения в прогибах также должно приниматься во внимание.

Следует упомянуть два аспекта бассейнового прогиба. Во-первых, часто развивались срединные гребни в осевых зонах Камско-Кинельской системы прогибов, где отдельные биогермы и атоллы вырастали до исключительно больших высот. Эти высокие, узкие, длинные водорослевые и коралловые рифы представляют из себя первичные объекты для геологоразведочных работ на нефть. Во-вторых, продвигающийся шельф на западной стороне идущих на северо-восток-юго-запад ответвлений Камско-Кинельской системы (Нижне-Камская зона дислокаций) обычно шире, чем где-либо. Здесь наклонные клинья состоят из обломочных пород, а также карбонатов, в то время как в других местах продвигающиеся шельфы построены из детритовых карбонатов. Западные кластические клинья быстро утоняются в направлении бассейна и переходят в фацию доманикового типа. В процессе эрозии кластический материал был перенесен из наземной области, расположенной вглубь от прибрежной полосы, далеко на запад реками, дренирующими в шельфовые области. В результате перехода через каналы между барьерными рифами обломочные породы сваливались, образуя клинья склона. Вдольбереговые течения, действовавшие по всей системе прогибов, вынесли эти отложения в узкую зону вдоль всего Усть-Черемшанского, Нижне-Камского и Сарапульского прогибов. Более того, в Мухановско-Ероховском прогибе у основания Большешкинельского вала в Оренбургской области имеются отложения дельтового типа, или турбидиты, с глубоководными песками, проникающие на некоторое расстояние в прогибы, от окаймляющих барьерных рифов к северу.

К концу фаменского периода и в заволжское время рост рифов уменьшился, а наклонных клиньев — усилился, в результате чего края прогибов все больше и больше заполнялись грубообломочными осадками и, соответствен-

но, осевые части прогибов становились все уже и уже. Однако это не помешало продолжавшемуся росту атоллов и осевых рифов, которые начали расти в позднефранкское время. В некоторых местах возобновился рост рифов на продвигающихся кластических клиньях в позднем фамене, например, вдоль платформы в Башкортостане.

Заполнение прогибов в результате сближения склонов продолжалось во время среднего и позднего турне. Внутренние (осевые) зоны заполнялись в 4-6 раз быстрее общих тектонических опусканий. Окаймляющие их барьерные рифы и изолированные рифы на платформенных карбонатных шельфах остались недоразвитыми. Только на юге и востоке на продвигающихся шельфах росли одиночные рифы. Это было возможно, поскольку глубины воды на юге и востоке достигли уровней, в которых рифы могли развиваться, в то время как в других местах воды стали слишком мелкими. Произошло облекание старых рифов детритовыми карбонатными и редкими терригенными осадками, которые образовали отличные нефтяные коллекторы. Актаныш-Чишминское ответвление Камско-Кинельской системы одним из первых было полностью заполнено детритовыми карбонатами, кластическим и кремнистым материалом.

В конце турнейского века на платформенной части Волго-Уральской провинции имела место региональная регрессия. Большие карбонатные шельфовые области были подвергнуты наземной эрозии, в результате чего карстообразование происходило вместе с глубокими врезаниями каналов. На фоне общерегрессивной обстановки в прибортовых зонах ККСП и на палеосводах с врезанными каналами накопились мелководно-морские глины, алевроиты, пески и иногда карбонаты. В центральных частях прогибов накопилось местами до 350-400 м осадков.

Остаточные морские условия еще имели место в елховское и радаевское время, но во время последних стадий заполнения в бобриковское и раннетульское время кластические обломки осаждались в континентальных условиях: озерных, аллювиальных, пойменных и болотных. Нередко формировались мощные локальные угольные пласты (бобриковский горизонт известен также как «угленосный» горизонт). В начале тульского времени система прогибов была снивелирована. К концу среднефранко-ранневизейского этапа, на востоке ВКА

возродились субширотные простирания ряда палеозойских структур, характерные для верхне-докембрийских прогибов. Например, Актаныш-Чишминский, Шалымский, Нижне-Камский прогибы ККСП, Южно-Татарский свод и некоторые другие структуры приобрели субширотную (поперечную к краю Русской плиты) ориентировку [Хачатрян, 1979; Лозин, 1994; Мирчинк и др., 1962; 1965].

Тектонические границы

Границы Волжско-Камской антеклизы с соседними крупнейшими отрицательными структурами совпадают с внешними границами большинства ее сводов, впадин и прогибов, за исключением Северо-Татарского свода, Восточно-Оренбургского структурного выступа Верхне-Камской и Мелекесской впадины и Ставропольского прогиба. Восточная граница антеклизы полностью совпадает с границей Восточно-Европейской платформы и Предуральского краевого прогиба. Формирование краевого прогиба произошло в заключительную стадию герцинского тектонического цикла, когда в складкообразовательные движения Уральской геосинклинали, мигрировавшие с востока на запад, были вовлечены краевые платформенные структуры: Камский, Пермский, Башкирский, Южно-Татарский, Соль-Илецкий своды и Висимская, Благовещенская, Салмышская впадины.

Предуральский краевой прогиб развивался как наложенная структура, вобравшая в себя субширотную зональность в виде депрессий и седловин, явившихся преобразованными краевыми частями соответствующих сводов и впадин. Так Висимская впадина краевой своей частью породила Соликамскую депрессию, Бымско-Кунгурская впадина – Юрюзано-Сылвенскую депрессию, Благовещенская впадина – Бельскую депрессию, Салмышская впадина – Мраковскую депрессию Предуральского прогиба. Соответственно, краевые части разделяемые указанными впадинами сводов в составе Предуральского прогиба морфологически оформились как седловины: Косьвинско-Чусовская седловина – от Пермского свода, Шиханско-Ишимбайская седловина – от Южно-Татарского свода, Урало-Илекская седловина – от Соль-Илецкого свода. Только краевая часть Башкирского свода скрыта под выступом Каратау. Таковы главные черты характера субширотного сочленения Волжско-Камской антеклизы с Преду-

ральским прогибом. Субмеридиональные структурные черты также находят отображение в ориентировке цепей рифовых построек и линейных зон складок в прогибе, субпараллельных платформенному «краевому шву», окраинным валам и грабенообразным прогибам.

Современные границы Волжско-Камской антеклизы с Прикаспийской синеклизой и другими крупнейшими структурами на западе и севере являются преимущественно тектоническими. Н.В. Неволным, М.М. Грачевским, Э.А. Буш, В.Л. Соколовым, Я.С. Эвентовым, И.И. Кожевниковым, В.С. Куравлевым и др. прослежена палеотектоническая эволюция границ Бузулукской впадины и Прикаспийской синеклизы на протяжении раннегерцинского-альпийского тектонического циклов [Хачатрян, 1979]. В палеозойских подсолевых отложениях геоморфологическая выраженность указанной границы усиливается процессами рифообразования. На всем своем протяжении она выражена уступом, сформировавшимся в позднегерцинском этапе. В альпийском цикле тектонические подвижки усилили рассматриваемые границы.

На юго-западе граница Волжско-Камской антеклизы с Рязано-Саратовской седловиной четко отвечает границам с тремя составляющими последней: Нижне-Волжской впадиной, сообщающейся с Прикаспийской синеклизой; Кирсановской седловиной и Рязано-Костромской впадиной, раскрывающейся в Московскую синеклизу. Эти границы заложились на раннегерцинском этапе. В последующие этапы герцинского тектонического цикла в условиях воздымания тектоническая разобщенность Волжско-Камской антеклизы и Рязано-Саратовской седловины сохранилась. В альпийский тектонический цикл ускоренное прогибание Рязано-Саратовской седловины способствовало тектоническому обособлению антеклизы. Лишь в районе юго-западного склона Токмовского свода рассматриваемая граница у разных исследователей вызывает различную трактовку ([Р.О. Хачатрян, 1979] и др.).

На западе границы Волжско-Камская антеклизы с Московской синеклизой структурно обозначились в поздневендское время. Эти границы в общем совпадали с цепочкой разломов фундамента, сходящихся под различными углами. По данным Н.В. Неволна, Н.С. Шатского, А.А. Бакирова, А.И. Мушенко процесс разобщения антеклизы от Московской синеклизы в герцинской тектонический цикл то проявлялся,

то замедлялся. В альпийский цикл возобновился процесс опускания юго-восточного борта синеклизы, в который оказался вовлеченным и прилегающий склон антеклизы. Наблюдалась миграция синеклизы в сторону антеклизы. Но уже по нижнетриасовым отложениям граница между Московской синеклизой и Волжско-Камской антеклизой отвечает их глубинному рубежу по фундаменту – венду и палеозою.

На северо-северо-западе Волжско-Камская антеклиза граничит с Яренским прогибом и Сыктывкарским сводом Мезенской синеклизы. И на этом участке структурное обособление антеклизы произошло не позже поздневендско-раннекембрийского времени. В течение герцинского тектонического цикла процесс обособления антеклизы от Мезенской синеклизы усиливался, а о процессах в альпийский цикл судить затруднительно.

Геотектонические связи северо-востока Волжско-Камской антеклизы с Вычегодским прогибом Притиманского желоба были крайне усложненными и непостоянными в геологическом времени – от байкальского мегацикла до новейшего времени. Указанный прогиб проявляется в структуре верхневендских и верхнепермско-мезозойских отложений. По палеозою прогиб четко не выражается.

Еще раз подчеркнем описанный характер границ Волжско-Камской антеклизы с окружающими надпорядковыми структурами. Вдоль тектонически мобильных зон байкалид Тимана, байкалид и герцинид Урала и герцинид-альпниид Прикаспийской синеклизы границы отличаются динамичностью в сравнении с консервативным их характером с типично платформенными структурами Мезенской, Московской синеклиз и Рязано-Саратовской седловины.

Нефтеносность и перспективы новых открытий

Установленные на сегодняшний день зоны нефтегазоаккумуляции, в сочетании с еще неоткрытыми зонами в пределах Волжско-Камской антеклизы, составляют Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. В этой провинции преимущественную промышленную нефтегазоносность имеют палеозойские осадочные отложения. Большинство исследователей в палеозое выделяется 6 или 7 литолого-стратиграфических нефтегазоносных комплексов.

Закономерности размещения скоплений

углеводородов в Волго-Уральской провинции в связи с современным структурным планом палеозойских отложений и тектонической эволюцией палеозойского структурного этажа и литофациальной историей накопления указанных осадков изучались целым рядом исследователей. Назовем фамилии К.Б. Аширова, А.А. Бакирова, И.О. Брода, В.И. Громеки, Н.К. Грязнова, Н.А. Еременко, Н.С. Ерофеева, В.А. Кирова, В.А. Клубова, Н.Д. Кованько, В.А. Лобова, Н.Н. Лисовского, С.П. Максимова, М.Ф. Мирчинка, Р.Х. Муслимова, В.Д. Наливкина, С.К. Нечитайло, Г.П. Ованесова, Е.Л. Пештич, Г.С. Преображенской, В.Ф. Раабена, В.И. Троепольского, Р.О. Хачагряна, Л.В. Шаронова, С.С. Эллерна и др.

Рассмотрим следующий пример.

К настоящему времени в Башкортостане открыто 158 нефтяных и нефтегазовых месторождений (с учетом укрупнения ранее открытых мелких в более значительные по запасам). Все они приурочены к палеозойскому разрезу.

Проблеме изучения и выделения зон нефтегазоаккумуляции палеозоя Башкортостана посвящены работы А.А. Трофимука, Г.П. Ованесова, Л.Н. Розанова, Ю.И. Кузнецова, Н.П. Егоровой, М.А. Юнусова и автора статьи [Мирчинк и др., 1965; Юнусов и др., 1988; Закономерности..., 1976; Лозин, 2000; Ованесов, 1962; Халимов, Крылов, 1996].

В платформенной части Башкортостана все известные на сегодня нефтяные месторождения открыты в палеозойских отложениях, где установлено 7 нефтегазоносных комплексов (снизу вверх по разрезу):

I. Терригенно-карбонатный средне-верхнедевонский.

II. Карбонатный верхнедевонско-турнейский.

III. Терригенный нижнекаменноугольный (ТТНК).

IV. Карбонатный окско-башкирский.

V. Терригенно-карбонатный верейский.

VI. Карбонатный каширско-гжельский.

VII. Карбонатный нижне-верхнепермский.

Наиболее обильны по первоначальным запасам (НИЗ) нефти I и III нефтегазоносные комплексы, на долю которых приходится 40 и 46 % первоначальных суммарных НИЗ. На долю остальных 5 нефтегазоносных комплексов, преимущественно карбонатных, остается около 14 % первоначальных суммарных НИЗ.

Классификация залежей нефти и газа палеозоя Башкортостана по зонам нефтегазоаккумуляции

Таблица 1

Зоны нефтегазонакопления палеозоя Башкортостана

№ пп	Зоны нефтенакопления	Залежи нефти в нефтегазоносных комплексах							В том числе в ККСП
		I	II	III	IV	V	VI	VII	
1	Туймазинско- Муштафинская	• ⊖	0 ⊕ ⊖	• ⊕ ⊖	-	-	-	-	
2	Стахановско- Серфимовско- Субханкуловская	• 0 ⊕ ⊖	0 ⊕ ⊖	• ⊕	-	-	-	⊖	
3	Знаменско- Шкаповско- Белбеуская	• ⊕ ⊖	0 ⊕ ⊖	• ⊕	-	-	-	⊖	
4	Суллинско- Рятамакская	• ⊕ ⊖	0 ⊕ ⊖	• ⊕	-	-	-	⊖	
5	Михайловско- Любленская	• ⊕ ⊖	0 ⊕ ⊖	• ⊕	-	• ⊕	• ⊕	-	Михайловско- Любленская
6	Саннинская	• ⊕ ⊖	0 ⊕ ⊖	• ⊕	-	• ⊕	• ⊕	-	Саннинская
7	Ново-Узыбашевская	• ⊕	0	• ⊕	⊕	• ⊕	• ⊕	-	Новоузыбашевская
8	Старореченско- Манчарово- Чекмагульская	• ⊕	• ⊕ ⊖	• ⊕	-	-	-	-	Старореченско- Манчаровская
9	Саузбашевско- Чермасанская	-	• ⊕	• ⊕ ⊖	-	-	-	-	Саузбашевско- Чермасанская
10	Арланская	•	• ⊕	• ⊕ ⊖	-	• - ⊕	• ⊕	-	Арланская
11	Надеждинская		• ⊕	• ⊕ ⊖	-	-	-	-	Надеждинская
12	Сергеево-Демская	• 0 ⊕	• ⊕	• ⊕	-	-	-	-	Сергеево- Демская
13	Тавтиманово- Уршакская	• 0 ⊕	• ⊕	• ⊕	•	⊕	-	-	Тавтиманово- Уршакская
14	Аскарново- Бекетовская	• 0 ⊕	• ⊕	• ⊕	-	-	-	⊖	Аскарново- Искринская
15	Волковско- Гуровская	• 0 ⊕	• ⊕	• ⊕	-	• ⊕	-	-	Волковско- Гуровская
16	Николаевско- Черниговская	• 0 ⊕	0 ⊕	• ⊕	-	-	• ⊕	-	Николаевско- Черниговская

копления, выполненная автором, представлена в табл. 1. Она является самой последней по времени и наиболее полной по сравнению с предыдущими классификациями, в том числе и с классификацией автора [Лозин, 1994]. Выделяется 33 зоны нефтегазонакопления, из них 8 в Предуральском прогибе и 25 – в собственно платформенной части. Диапазон нефтеносности в краевом прогибе и на окраине платформы близок – охватывает по существу все нефтегазоносные комплексы палеозоя, но на платформе он «сдвинут» в сторону I-IV нефтегазоносных комплексов, а в прогибе заметно выше роль V-VII комплексов. На платформе залежи имеют более простое геологическое строение, чем в прогибе, где доля тектонически осложненных залежей возрастает.

В I нефтегазоносном комплексе наблюдается уменьшение типов залежей от наиболее полного набора до отсутствия на севере и северо-востоке. Во всех зонах нефтенакпления непременно присутствуют пластовые сводовые залежи и залежи пластово-сводового литологически ограниченного типа. Велика доля (до 30 %) тектонически-экранированных залежей. Это залежи контролируемые кон- и постседиментационными грабенообразными прогибами (ГП), горстообразными дислокациями, локальными «оперяющими» разрывами и малоамплитудными дизъюнктивами. Имеются признаки тектонической нарушенности девонских залежей уникального Туймазинского и крупного Шкаповского месторождений. Заметную роль (свыше 1/3) играют литологические залежи. Все залежи этого комплекса насыщены, как правило, маловязкими нефтями – от 0,7 до 12 МПа.с (в единичных случаях – до 18 МПа.с).

Выше по разрезу тектонически осложненных залежей, за исключением Предуральского прогиба, не установлено.

Во II нефтегазоносном комплексе роль литологического фактора при формировании нефтяных залежей оценивается следующим показателем – 71 % составляют залежи литологически ограниченного типа. Доля залежей, связанных с рифами фамен-турнейского возраста, превышает 20 %. Нефти – вязкостью 9–20 МПа.с.

В 26 зонах нефтенакпления III нефтегазоносного комплекса (ТТНК) доля залежей структурно-литологического типа (пластовые сводовые, литологически экранированные) достигает 77 %, литологических – менее 8 %, пла-

стовых сводовых – 15 %. Пластовые нефти, в основном, обладают повышенной вязкостью – 18-35 МПа.с. На Байсаровском, Хмелевском и Воядинском нефтяных месторождениях пластовые нефти высоковязкие (34-84 МПа.с). Уже указывалось, что по начальным запасам рассматриваемый комплекс самый большой и опережает базовый – терригенную толщу девона. Его залежи имеют наибольшее площадное распространение.

Залежи IV нефтегазоносного комплекса – окско-башкирского – сосредоточены главным образом на западном склоне Башкирского свода и в Янаульской мульде Верхне-Камской впадины. Это преимущественно пластовые сводовые и структурно-литологические залежи, редко – литологические. Распространены они также в Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуральского прогиба. Пластовые нефти – вязкие (до 20 МПа.с).

Залежи верейского (V) и каширо-гжельского (VI) нефтегазоносных комплексов группируются по родственным зонам нефтенакпления в Бирской седловине, на Южно-Татарском и Башкирском сводах. Но есть и локальные различия: в Игровской и Воядинской зонах на платформе и в Метелинско-Кызылбаевской и Усть-Икинско-Яныбаевской зонах в передовом прогибе (см. табл. 1).

Зоны нефтенакпления (ЗНГН) в нижнепермских отложениях (VII нефтегазоносный комплекс) изучены в наибольшей мере в передовом прогибе, где установлены Ишимбайская рифовая и Кинзебулатово-Волостновская и Табынско-Архангельская ЗНГН. Две первые исторически оказались первооткрывательницами башкирской нефти. Залежи, кроме рифовых, также пластово-сводового типа, осложненные взбросо-надвигами. На окраине платформы промышленная нефть получена на Серафимовском месторождении, в Шкаповско-Знаменской зоне и в Приуфимском районе. Локальные структуры мелкие и «вялые». Пласты-коллекторы представляют собой уплотненные низкопроницаемые разности известняков. В крыльевых частях локальных структур развита трещиноватость, усиливающая пустотную емкость карбонатных пород и обуславливающая промышленный уровень дебитов скважин. Нефти легкие, вязкостью 9–15 МПа.с.

Приведенная характеристика зон нефтегазонакопления по нефтегазоносным комплексам и данные табл. 1 свидетельствуют, что

«сквозных» зон нефтегазонакопления (просматривающихся от I до VII нефтегазоносных комплексов), по существу, нет. Из 20 зон нефтегазонакопления терригенного девона (I комплекса) 18 совпадают с зонами нефтегазонакопления ТТНК (III комплекса). Напомним, что терригенные I и III комплексы содержат 86 % суммарных НИЗ палеозоя и указанная близость в распределении их зон нефтегазонакопления наводит на мысль о справедливости мнения о единстве зон нефтегазонакопления палеозоя. «Подпитка» первичными углеводородами (УВ) по разрезу происходила снизу за счет вертикальной миграции по дизъюнктивным зонам. Наряду с нефтеобразованием «in situ» (а возможно, и из венда) зоны нефтенакпления терригенного девона являлись поставщиками УВ для вышележащей палеозойской толщи. На первом этапе зоны конседиментационных и особенно постседиментационных ГП служили путями для указанной вертикальной миграции УВ. На следующем этапе – послепермском, когда преобладающее растяжение сменилось региональным сжатием, сомкнувшиеся полости дизъюнктивов выполняли роль экранов для формирующихся ловушек (залежей) нефти.

Изучение залежей нефти в погребенных Актаныш-Чишминском, Шалымско-Калининском и Инзеро-Усольском прогибах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) приводит к заключению, что примерно четверть из них является «первичными», образовавшимися «in situ». Остальные же сформировались в узлах пересечения с дизъюнктивными зонами ГП и горстообразными линейными сооружениями, а также с пликтивными валлообразными зонами. В их образовании доминирующую роль играла вертикальная миграция первичных УВ по полостям дизъюнктивов, которые в дальнейшем стали выполнять экранирующую функцию.

Изложенная модель формирования зон нефтенакпления в палеозое Башкортостана в известной мере перекликается со схемой, предложенной в [Закономерности..., 1976].

Рассмотренный пример по Башкортостану типичен для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в следующих аспектах.

1. Распределение зон нефтегазонакопления весьма неравномерно по территории, равно как и сами зоны нефтегазонакопления крайне неравноценны по заключенным в них запасам углеводородов (УВ) (и числу месторождений).

2. Как по числу залежей (месторождений), так и по суммарным запасам УВ доминантными являются каменноугольные отложения от турне до верхнего карбона. В определенной степени это отражает табл. 2. Нужно отметить, что в большинстве территориальных областей преобладающее положение имеет III нефтегазоносный комплекс – терригенные отложения нижнего карбона.

3. Распределение месторождений по зонам нефтегазонакопления и территориальным областям подчиняется единому закону: число месторождений возрастает по мере снижения величины заключенных в них запасов.

4. Немного уступает III нефтегазоносному комплексу по запасам УВ базовый I нефтегазоносный комплекс – терригенные отложения девона, которые в Татарстане содержат самые значительные ресурсы. В этом нефтегазоносном комплексе заметную роль играют тектонически экранированные залежи, как это было показано на примере Башкортостана.

Распределение залежей нефти и газа в Волго-Уральской провинции по разрезу палеозоя и по тектоническим элементам Волжско-Камской антеклизы представлено в табл. 2. Наибольшее число залежей во всем стратиграфическом диапазоне палеозоя установлено на Южно-Татарском своде и в Бузулукской впадине. Большинство вышеупомянутых исследователей Бузулукская впадина рассматривается одной из основных, где находились зоны нефтеобразования. Южно-Татарский свод оформился структурно в среднефранско-нижневизейской этап и в дальнейшей геологической истории занимал приподнятое положение по отношению к окружающим его впадинам, в том числе и Бузулукской. Это способствовало миграции УВ к своду. Кроме того, он сам занимал пониженное положение по сравнению с остальными сводами Волжско-Камской антеклизы, что также благоприятствовало нефтеобразованию в его пределах.

Самая крупная Бузулукская впадина развивалась унаследованно, последовательно расширяя свои границы за счет вовлечения в нисходящие движения юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского палеосвода и объединения с Радаевской палеокотловиной. Отличительной особенностью Бузулукской впадины является широкая нефтепродуктивность пермских отложений в Яблоневской, Жуково-Городецкой и других зонах нефтегазонакопления.

Таблица 2
Распределение залежей нефти и газа по нефтегазоносным комплексам и тектоническим элементам Волго-Камской антеклизы

Нефтегазоносные комплексы	Тектонические элементы		Своды						Впадины						Седловины		
	Пермский	Башкирский	Северо-Татарский	Южно-Татарский	Жигулевско-Пугачевский	Сол-Клитский	Восточно-Оренбургский структурный выступ	Висимская	Верхнекамская	Выско-Кунгурская	Благовещенская	Мелекесская	Бузулукская	Вирская	Сококая	Вардымская	Сарайлинская
Верхнепермский карбонатно-терригенный	Пласты																
	казанский ярус			●	◆												
	уфимский ярус			●	◆												
	кунгурский			○													
	аргинский			○													
Нижнепермский карбонатный	сакмарский			○													
	гжельский																
	мягковский																
	подольский	◇															
	каширский	○	◇	○													
Московско-гжельский терригенно-карбонатный	верейский	●	◆	○	○												
	башкирский	○	◇	○	○												
	протвинский	○		○	○												
	серпуховский																
	окский																
Нижнекаменно-угольный терригенный	алексинский	●		●													
	тульский	●		●													
	бобриковский	●		●													
	радаевский	●		●													
	Малиновский (слуховский)				●												
Девонско-турнейский карбонатный	турне	○		○													
	заволжский	○		○													
	фаменский	○		○													
	аскынский+евлаполинский+	○															
	воронежский	○															
Девонский терригенный	мендымский, буретский			○													
	доманиковский			○													
	Д-кн	●	●	○	○												
	ДI	●	●	○	○												
	ДII	●	●	○	○												
ДIII	●	●	○	○													
ДIV	●	●	○	○													
ДV	●	●	○	○													

Примечание. Залежи: ○ – нефтяные, ◇ – газонефтяные, ◇ – газовые, газоконденсатные. Залежи в комплексах пород: ● ◆ – в терригенных, ○ □ ◇ – в карбонатных.

В Предуральском краевом прогибе (ПКП) открыто 110 нефтяных месторождений со 161 залежью, из них 64 нефтяных, 24 газонефтяных и нефтегазовых, 21 газовое и 6 газоконденсатных и нефтегазоконденсатных. Выделено 6 нефтегазоносных комплексов: ассельско-сакмаро-артинский, московско-касимовско-гжельский, серпуховско-башкирский, визейский, турне-верхнедевонский, живетский. Визейский и живетский нефтегазоносные комплексы приурочены к терригенным коллекторам, остальные 4 – к карбонатным. Суммарные остаточные запасы (ОИЗ) нефти (с конденсатом) превышают 100 млн т и газа – около 56 млн м³. Наибольшими ОИЗ обладает турне-верхнедевонский нефтегазоносный комплекс (около 37 млн т нефти) [Лозин, 2000]. У него же и наибольшие неразведанные ресурсы углеводородов – почти 107 млн т. Самыми большими начальными запасами обладал ассельско-сакмаро-артинский карбонатный нефтегазоносный комплекс, в настоящее время по существу выработанный: из накопленной добычи нефти по ПКП (около 130 млн т) почти 90 % извлечено из отложений этого комплекса.

Локальные нефтегазоносные поднятия и другие локальные структурные образования (структуры III и IV порядков) приурочены к валам и приподнятым зонам (структурам III порядка) а также контролируются грабенообразными прогибами (ГП), выполняющими экранную роль для ловушек УВ. ГП установлены бурением и сейсморазведкой по существу во всех территориальных областях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Среди неструктурных залежей важнейшее место принадлежит рифогенным и биогермным.

Несмотря на высокую степень разведанности в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеются еще немалые потенциальные возможности для открытия новых зон нефтегазонакопления.

Далеко не исчерпаны перспективы базового нефтегазоносного комплекса – отложений терригенного девона. Высокоперспективна разведка этих отложений на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода, Оренбургском структурном выступе, в южной половине северо-восточного склона Северо-Татарского свода, на Жигулевско-Пугачевском своде и, особенно, в Бузулукской впадине. Вдоль южной границы Самарской области с Саратовской областью, в зоне сочленения Жигулевско-Пугачевского сво-

да с Бузулукской впадиной открыты Богородское, Теплоевское месторождения и установлен ряд локальных поднятий с несомненными перспективами в терригенном девоне.

Доразведка терригенного девона является в настоящее время частью федеральной программы Минприроды России.

Не менее перспективны поиски новых скоплений УВ в каменноугольных отложениях, среди которых, кроме основного по ресурсам нижнекаменноугольного терригенного комплекса, значительный геологический интерес представляют подстилающий карбонатный и покрывающий терригенно-карбонатный комплекс. По нефтегеологическому районированию ГРР разведку указанных комплексов наиболее предпочтительно вести в следующих регионах:

- на вершине и западном склоне Южно-Татарского свода;
- на западном и северном склонах Башкирского свода и в Бирской седловине;
- на Оренбургском структурном выступе и Соль-Илецком своде (Иртек-Илецкий вал и др.);
- по периферии северного и юго-западного склонов Пермского свода;
- в южной половине Бузулукской впадины;
- в Мелекесской, Благовещенской и Бымско-Кунгурской впадинах и Сокской седловине.

Камско-Кинельская система прогибов остается перспективной областью для разведочных работ на будущие запасы нефти. Начиная с самых молодых отложений по нисходящей заслуживает интерес следующие коллекторы и перспективные площади:

- Бобриковские аллювиальные песчаники в осевых зонах системы прогибов содержат нефть в линзовидных песках и мощных покровных песках, образуя до шести отдельных пластов коллекторов. Одной из задач является определение местонахождения и нанесение на карту русел рек со столбчатыми утесами, которые обнаружены в системе прогибов. В руслах сформировались отличные коллекторы.

- Песчаники, залегающие во множестве врезов на карбонатной поверхности турнейского шельфа и на краю, принадлежат к бобриковскому и елховскому веку. Эти врезы могут быть до 100 м глубиной и заполнены глиной у основания, грубыми кремнисто-обломочными породами в середине и угленосными отложениями в кровле.

- В осевых зонах находятся также структуры, которые по признаку покрывающих по-

род (облекания) происходят от островов, существовавших ранее в системе прогибов. Некоторые из этих островов, несомненно, были коралловыми атоллами, которые росли в осевых зонах в фаменский-ранний турнейский период. Перспективность осевой зоны особенно высока в Мухановско-Ероховском прогибе.

- Валы северо-западного простирания, состоящие из локальных поднятий с карбонатными «ядрами» фаменского возраста Актанышско-Чишминского прогиба. Эти карбонатные линзы считаются биогермами. Эти образования залегают также в граничной зоне Шалымского прогиба, между Пермским сводом и Башкирским сводом.

- Большая перспективная шельфовая область с многочисленными рифовыми комплексами охватывает район к северо-востоку от Большекинельского вала. Большекинельский вал состоит из цепи девонских рифов, образующих барьер вдоль северо-восточного крыла Мухановско-Ероховского прогиба. В турнейский век между рифами образовались большие каналы, позволяющие переносить кластогенные осадки с шельфа в прогиб. Эти каналы, заполненные песчаниками, являются перспективными.

- Далее на запад, вдоль Мухановско-Ероховского прогиба, юго-западное крыло Южно-Татарского свода и северо-восточное крыло Жигулевско-Пугачевского свода содержат коллекторы в отложениях, облекающих девонские краевые рифы. Продолжение системы прогибов в южном направлении между Жигулевско-Пугачевским сводом и Бузулукским суббассейном – это обширная перспективная область.

- В Усть-Черемшанском прогибе, перспективы обозначаются вдоль восточного крыла. Здесь требуется дальнейшая разведка и девонских барьерных, и более поздних турнейских рифов с их осадочным чехлом. В осевой части Усть-Черемшанского прогиба, а также на западном краю наличие запасов пока не подтверждено. Идентификация аллювиальных песчаников требует очень тщательного изучения.

- Перспективны франские и фаменские рифы в полосе вдоль северной границы Сарапульского прогиба в северной Удмуртии. Сравнительно большегабаритные изолированные турнейские рифы граничат с указанными девонскими барьерными рифами, но их распространение, главным образом, недоразведано.

- Камско-Кинельская система прогибов широко распространена в Пермской области.

Здесь существуют два ответвления системы, как упомянуто ранее. Они также недостаточно разведаны.

Актуальнейшей остается проблема нефтегазоносности венд-рифейских осадочных отложений. На востоке Русской плиты в этих отложениях выявлены нефтегазопроявления в Башкортостане (скв. 11, 17, 82 Орьебаш, 77 Чекмагуш, 62 Кабаково, 5 Шихан, 65 Серафимовка, 5 Старопетровка, 51 Салихово, 50 Ново-Урняк), а в Пермской области и Удмуртии получены промышленные притоки нефти на Соколовской, Сивинской, Верещагинской площадях и Шарканском и Дебесском месторождениях. При изучении перспектив нефтегазоносности рифея и венда основные геологические задачи заключаются к уточнению стратиграфии этих отложений с детальным изучением границ основных литостратиграфических подразделений с использованием биостратиграфических исследований, радиологических методов и изотопной хемотратиграфии. Сюда же относится детальная корреляция отложений рифея и венда, комплексное литологическое и геохимическое изучение пород-коллекторов и потенциальных покрывок. По данным В.С. Суркова [1991], А.И. Рябухина [1994] и Е.В. Лозина [1994] формирование осадочного позднепротерозойского бассейна востока Русской плиты связано с процессами рифтогенеза, ответственными за генезис Камско-Бельской грабеновой впадины. Это, в свою очередь, служит благоприятным признаком для формирования здесь нефтегазоносного бассейна.

Необходимо отметить, что с учетом реальных перспектив промышленной нефтегазоносности рифейских и вендских отложений в Башкортостане под эгидой местного Управления по недрам принята и выполняется научно-исследовательская работа «Изучение додевонских отложений платформенного Башкортостана и обоснование перспектив их нефтегазоносности» со сроком выполнения 2000–2005 гг.

Верхнедевонские отложения присутствуют в соседних Московской и Мезенской синеклизах и Тимано-Печерской нефтегазоносной провинциях. Здесь также в течение многих десятилетий ведутся поиски скоплений углеводородов. Проблемы аналогичны выявленным в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а именно:

- преимущественно низкая матричная проницаемость потенциальных поро-коллекторов (до 0,005 мкм²);

– потенциальные пласты-покрышки регионально не содержат пакеты набухающие глинистых пород, преимущественно представлены каолинитами и гидрослюдистыми разностями;

– в тех случаях, когда обнаруживаются небольшие промышленные залежи нефти, последняя представлена тяжелыми разностями уд. веса 0,921–0,96, вязкостью более 30–50 мПа·с, с высоким содержанием смол (14–28 %) и асфальтенов (64–11,0 %) при газосодержании 5–6 м³/м³. В сочетании с большими глубинами залегания это не обеспечивает рентабельной эксплуатации таких залежей.

Из соседних областей наиболее перспективны Прикаспийская синеклиза и Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция. Каспийский бассейн заложился в раннем палеозое, расширился в мезозое, окончательно сформировался в постплиоценовое время. Выделяются северный, центральный и южный блоки. В разрезе осадочного чехла северного блока выделяются три структурноформационных этажа: надсолевой (верхнепермской-мезозойский), соленосный (кунгурский) и подсолевой (доткунгурский). Общая мощность осадочного чехла достигает 20–22 км. В центральном блоке – два структурноформационных этажа: неогеново-верхнетриасовый мощностью до 4,5 км и переходный пермотриасовый комплекс – до 5 км. В южном блоке осадочный чехол представлен терригенными слабоуплотненными плиоцен-антропогенными и более плотными миоценовыми отложениями мощностью 16,5 км.

Крупнейшие Астраханское газоконденсатное и Тенгизское нефтяное месторождение открыты в пределах северного блока. Значительные перспективы новых открытий связываются с Южно-Каспийской впадиной.

Выводы

1. Внутреннее строение эпикарельского фундамента в основных чертах отражается в тектоническом строении Волжско-Камской антеклизы, которая сформировалась над приподнятым обширным блоком метаморфического комплекса пород. В последнем преобладают изометричные гранулитовые архейские массивы, а карелиды приурочиваются к линейным зонам, разделяющим гранулитовые блоки.

2. Осадочный чехол включает отложения верхнепротерозойско-фанерозойского структурного надэтажа, включающего рифейский, вен-

дский, палеозойский (среднедевонско-пермский) и мезозойско-кайнозойский структурные этажи. Максимальные мощности осадочного чехла отмечаются вдоль восточного обрамления Волжско-Камской антеклизы и в Предуральском краевом прогибе преимущественно за счет развития рифейско-вендских отложений. Крупные отрицательные рифейские структуры имеют рифтовый генезис, что предопределено нефтеносность палеозойских осадочных пород, куда мигрировала преимущественная часть углеводородов из рифея-венда. Промышленная нефтегазоносность рифейско-вендского осадочного чехла известна лишь в виде мелких скоплений тяжелой, по существу дегазированной, нефти. Рифтогенез рифейских структур служит благоприятным признаком для перспектив нефтегазоносности верхних подэтажей верхнего докембрия.

3. Зоны нефтегазонакопления Волго-Уральской нефтегазоносной провинции связаны с валами, полурегиональными и обширными локализованными приподнятыми зонами и линейными областями развития грабенообразных прогибов. В ККСП развиты системы барьерных и одиночных рифов и биогермов. В Предуральском краевом прогибе установлена линейная субмеридиональная и субширотная зональность нефтеносных рифовых построек и поднятий субплатформенного типа. Детальное нефтегеологическое районирование территории продолжается сейсморазведкой 3Д, 2Д, дистанционными и другими геолого-поисковыми работами, структурным и глубоким бурением. Дальнейшие поиски скоплений УВ направлены на выявление новых зон нефтегазонакопления, контролируемых грабенообразными прогибами, бортовыми и осевыми зонами ККСП.

4. Из соседних областей наиболее перспективны Тимано-Печорская и Прикаспийская нефтегазоносные провинции.

Список литературы

- Астафьев Д.А.* Новое в понимании природы и главных элементов строения осадочных бассейнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. № 1. С. 23–27.
- Богданова С.В.* Земная кора Русской плиты в раннем докембрии. М.: Наука, 1986. 208 с.
- Геодакян А.А., Забанбарк А., Конюхов А.И.* Тектонические и литологические проблемы нефтегазоносности континентальных окраин. М.: Наука, 1989. 174 с.

- Губкин И.М.* Урало-Волжская нефтеносная область. М.: Изд-во АН СССР, 1939. 118 с.
- Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том IV. Башкирская АССР. М.: Недра, 1976. 240 с.
- Латинская Т.А., Богданова С.В., Попова Л.П., Постников А.В.* Дорифейский фундамент Волго-Уральской нефтегазосной провинции // Проблемы экзогенного и метаморфогенного породо- и рудообразования. М.: Наука, 1985. С. 142–154.
- Латинская Т.А.* Основные черты строения и стратиграфия фундамента // Доплатформенные комплексы нефтегазосных территорий СССР. М.: Недра, 1992. С. 11–20.
- Лозин Е.В.* Тектоника и нефтегазосность платформенного Башкортостана. М.: ВНИИОЭНГ, ч. 1 и 2. 1994. 137 с.
- Лозин Е.В.* Нижнепермские валы северного склона Южно-Татарского свода и Бирской седловины: морфология, тектоника, генезис // Тр. Башнипнефть. Вып. 83. 1991. С. 5–30.
- Лозин Е.В.* Зоны нефтегазонакопления палеозоя Башкортостана // «Геологическая служба Башкортостана на рубеже веков». Уфа: Тау, 2000. С. 110–116.
- Милановский Е.Е., Никишин А.М., Фурнэ А.В.* Рифейская эволюция Восточно-Европейского кратона. Доклады РАН, 1994. Т. 339. № 4. С. 513–517.
- Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Мкртчян О.М.* Тектоника и происхождение Камско-Кинельской системы прогибов // Вопросы тектоники нефтегазосных областей. М.: АН СССР, 1962.
- Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И.* Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М.: Наука, 1965.
- Ованесов Г.П.* Формирование залежей нефти в Башкирии. М.: Гостоптехиздаг, 1962. 295 с.
- Постников А.В.* Тектоника раннедокембрийского кристаллического фундамента // Доплатформенные комплексы нефтегазосных территорий СССР. М.: Недра, 1992. С. 111–124.
- Пучков В.Н.* Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: Даурия, 2000. 146 с.
- Рябухин Г.Е., Байбакова Г.А.* Формирование и нефтегазосность осадочных бассейнов в связи с рифтогенезом // Геол. нефти и газа. 1994. № 5. С. 3–7.
- Тектоника нефтегазосных территорий СССР (Объяснительная записка к Тектонической карте нефтегазосных территорий ССР масштаба 1:2500000). М.: Недра, 1984. 120 с.
- Фотиади Э.Э.* О крупных элементах тектоники юго-востока Европейской части СССР // Очерки по геологии СССР (Тр. ВНИГРИ. Нов. Сер., 1956. Вып. 06. Ч. 1).
- Халимов Э.М., Крылов Н.А.* Состояние разработки, итоги 65-летней эксплуатации, возможные меры по дополнительному извлечению нефти из месторождений Предуральского краевого прогиба // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. С. 117–131.
- Хачатрян Р.О.* Тектоническое развитие и нефтегазосность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 172 с.
- Юнусов М.А., Архипова В.В., Торихин А.М., Хасанов В.Х.* Камско-Кинельская система прогибов – основное направление геологоразведочных работ // Тр. Башнипнефть, 1988. Вып. 77. С. 14–21.
- Юнусов М.А., Валеева, Р.Т., Викторов П.Ф. и др.* Строение и эволюция Камско-Кинельских прогибов на территории Башкирии и основные направления геологоразведочных работ // Сб. научн. тр. ИГиРГИ. М.: Наука, 1991. С. 44–51.

Рецензент Чувашов Б.И.