

ГЛАВНЫЙ ФАКТОР НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ НА ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Основная промышленная нефтегазоносность Русской (Восточно-Европейской) платформы сосредоточена на востоке её, в пределах Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций.

Месторождения Предуральского краевого прогиба, выделенные Н.Ю. Успенской и З.А. Табасаранским (1966) в самостоятельную Предуральскую провинцию, в последующих сводках (Васильев В.Г. (ред.), 1968; Максимов Е.П. (ред.), 1987 и др.) рассматриваются в качестве нефтегазоносных областей в составе Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинции.

Нефтегазоносными в этих провинциях являются палеозойские осадочные отложения. Однако известно, что не всякие осадочные бассейны являются нефтегазоносными. По нашему мнению, основным фактором, превращающим их в нефтегазоносные, является наличие в них некомпенсированных впадин (депрессий).

Главным фактором нефтенакопления на востоке Русской платформы является гигантский Печорско-Каспийский пояс разновозрастных некомпенсированных депрессий, протянувшийся на 2000 с лишним км по восточной окраине платформы от Печорского моря на севере до Каспийского на юге, рис. 1 (Юнусов и др., 1996; 1999).

Эти депрессии сформированы в разные эпохи палеозоя. Печорская система, зародившись в ордовикско-раннедевонское время, получила основное развитие в позднедевонско-раннекаменноугольную эпохи. Камско-Кинельская система некомпенсированных впадин Волго-Уральской провинции также является по возрасту позднедевонско-раннекаменноугольной (Щербаков и др., 1966; Грачевский, 1959; Мирчинк и др., 1962; Юнусов, 1965).

Предуральская система некомпенсированных краевых прогибов более молодая – это поздний карбон-ранняя пермь. А Прикаспийский малый океан существовал длительное время, по-видимому, с ордовика по раннюю пермь.

Общим для эволюции всех депрессий является преобладающая роль седиментационного фактора в формировании палеогеоморфологического профиля дна палеозойских морей пассивной восточной окраины Русской платформы. Осадконакопление в бассейнах контролируется эвстатическими колебаниями Мирового океана и эпейрогеническими, в меньшей мере, локальными тектоническими движениями (Junusov et al., 1997). Неравномерность же осадконакопления в разных частях аккумуляционно-топографических впадин (по М.М. Грачевскому) обусловлена расчлененным палеогеоморфологическим профилем их дна (Юнусов, 1966).

В осевых зонах депрессий отложились относительно глубоководные конденсированные известково-глинистые битуминозные (доманикоидные) нефтепроизводящие толщи малой мощности, недокомпенсировавшие общие

погружения пассивной окраины платформы.

В то же время в пределах шельфов Печорской плиты, Камского, Пермско-Башкирского, Татарского, Жигулевско-Пугачевского и др. сводов, в условиях крайнего мелководья сформировались мощные слоистые карбонатные толщи, компенсировавшие общие погружения, в целом, единые для всей пассивной окраины Русской платформы (ее палеодепрессий и палеосводов).

Вдоль краевых частей мелководных шельфов на границе с глубоководными депрессиями создавались наиболее оптимальные условия для развития рифовых массивов барьерного типа, а на подводных склонах и отдельных повышенных участках депрессий – одиночных островных рифов и атоллов. В пределах мелководных шельфов широко развиты многочисленные шельфовые биогермы и биостромы.

Наиболее сложными комплексами являются барьерные рифы и атоллы, которые обладают совокупностью характерных рифовых фаций – отложений карбонатно-обломочного рифового шлейфа, рифового гребня, рифового плато и зарифовой лагуны. Ядра рифовых сооружений сложены, в основном, светлоокрашенными биоморфными известняками, обогащенными рифостроящими водорослями, кораллами и мшанками, а также рифолюбивыми брахиоподами, криноидеями, фораминиферами.

Фации заполнения, компенсации депрессий представлены терригенными и терригенно-карбонатными образованиями в Печорской и Камско-Кинельской системах и галогенными и молассово-шлишoidalными – в Предуральских краевых прогибах. Компенсирующие толщи часто имеют клиноформное строение, при этом клиноформы все более омолаживаются при прослеживании их от бортов к осевым зонам депрессий.

Закономерное чередование карбонатных и терригенных клиноформных линз отражают смену трансгрессивных и регрессивных ритмов осадконакопления. При этом часто терригенные (регрессивные) линзы в сторону мелководного шельфа выклиниваются и здесь не прослеживаются. На шельфе времени их формирования отвечают перерывы. Поэтому разрезы мелководного шельфа являются стратиграфически неполными и состоят лишь из карбонатных (трансгрессивных) циклов.

Таким образом, наличие резко расчлененного палеогеоморфологического профиля дна бассейнов, где четко выделялись относительно глубоководное дно (фондоформа, по Ричу), подводный склон (клиноформа) и мелководный шельф (ундаформа), привело к формированию разнофациальных осадков, имевших впоследствии нефтепроизводящее свойство, коллекторское значение или функцию флюидоупоров.

Решающая регулирующая роль некомпенсированных депрессий в формировании и размещении нефтяных

месторождений всех упомянутых провинций обусловлена благоприятным сочетанием ряда факторов: геохимического, структурно-тектонического, литологического (Юнусов, 1965; 1973; 1997; Юнусов и др., 1988; 1997).

Геохимический фактор проявляется в закономерности образования и миграции углеводородов. Некомпенсированные впадины Печорской, Камско-Кинельской, Предуральской систем и Прикаспийский малый океан сами продуцировали углеводороды, которые в дальнейшем мигрировали по восстанию пластов и трещиноватым зонам и заняли повышенные участки в их бортовых частях и на карбонатных шельфах, сопряженных с впадинами.

Нефтепроизводящими, вероятно, служили конденсированные депрессионные (доманикоидные) фации осевых зон впадин и малого океана, а также терригенные и карбонатно-терригенные толщи их заполнения (Страхов, 1939; Неручев и др., 1986). В настоящее время мало кто сомневается в нефтематеринской роли высокобитуминозных геотермически зрелых доманикоидных фаций. Впервые на совпадение ареала нефтеносности Волго-Уральской провинции и площади развития доманикового горизонта на востоке Русской платформы обратил внимание К.Б. Аширов (1965). Действительно, западнее границы развития доманикоидных фаций позднего девона на Русской платформе сколько-нибудь значительных скоплений углеводородов до сих пор не установлено.

Структурно-тектонический фактор на большей части изученной территории выступает больше как следствие влияния палеогеоморфологического фактора, чем как структуроформирующий результат тектонических движений. Благоприятная палеогеоморфологическая обстановка бортовых зон аккумулятивно-топографических некомпенсированных депрессий и краевых Предуральских прогибов с их широко развитыми барьерными рифовыми массивами и палеосводов с многочисленными шельфовыми биогермами и биостромами способствовала созданию структур облекания и последующего уплотнения, к которым приурочена основная масса залежей нефти и газа (Юнусов, 1965; 1973; 1997). Наиболее наглядно это проявляется в Пермской, Самарской, Оренбургской областях, Башкортостане и в Прикаспии.

Безусловно, важное значение имеют зоны нефтенакопления, приуроченные к системам тектонических дислокаций Русской плиты и взбросо-надвиговым зонам краевых прогибов. Тектонический фактор является определяющим для девонского терригенного нефтеносного комплекса, самого нижнего в разрезе палеозоя. Нефтенакопление здесь контролируется вершинами сводов (Кушкульским, Альметьевским, Шкаповским); погребенными тектоническими валами типа Туймазинского, Серафимовско-Балтаевского, Большекинского; протяженными грабенообразными прогибами подобно Сергеевско-Демскому, Тавтиманово-Уршакскому, Чекмагушевско-Ермекеевскому; зонами горстовидных поднятий, такими как Аскараровско-Бекетовская, Новониколаевско-Черниговская, Волковско-Гуровская и др. (Юнусов и др., 1986).

В Предуральских краевых прогибах нефтегазоносными, кроме барьерных и одиночных рифов, являются взбросо-надвиговые структуры так называемого «кинзе-

булатовского» типа в центральных частях прогибов. Примерами последних являются Саратовское, Табынское, Архангельское, Вуктыльское месторождения.

Грабенообразные девонские прогибы, как и рифейские рифтогенные авлакогены, возникли в периоды растяжения земной коры, а погребенные валы, горстовидные и взбросо-надвиговые структуры – в периоды тангенциальных сжатий.

Роль **литологического фактора** в размещении зон нефтенакопления проявляется в закономерном распределении пород коллекторов и непроницаемых пластов покровов в генетически едином ряду фаций суши, шельфа, склона и депрессий. Прибрежно-континентальные и прибрежно-морские, мелководно-морские и шельфово-лагунные, рифовые и депрессионные фации располагаются зонами (полосами) от центральных частей палеосводов в сторону осевых частей все более сужавшихся депрессий. Миграция фаций обусловила значительную литологическую неоднородность продуктивных толщ и распределение коллекторов и пород покровов.

Лучшие карбонатные коллекторы с первичной гранулярной и вторичной пористостью встречаются среди шельфовых и рифовых фаций бортовых зон. Гранулярные коллекторы совершенно отсутствуют среди отложенных депрессионных фаций. Здесь встречаются лишь трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы.

Надежные зональные покровы чаще наблюдаются среди клиноформенных образований, где они представлены чередующимися линзами глинистых пород и мергелей, реже – на обширных шельфовых пространствах палеосводов в виде плотных глинистых известняков и мергелей, и совсем редко – в зонах барьерного рифообразования. По-видимому, именно этим объясняется, что барьерные рифовые гряды сами не являются продуктивными и образуют лишь крупные структуры облекания, к которым приурочены известные большие скопления нефти в вышележащих отложениях (Арлано-Дюртюлинское, Ярино-Каменноложское и др.).

В **заключение** подчеркнем, что только наличие гигантского Печорско-Каспийского пояса некомпенсированных депрессий с их высокобитуминозными геотермически зрелыми нефтегазоматеринскими толщами доманикового типа привело к формированию известных нефтегазоносных провинций востока Русской платформы.

Литература

- Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. *Тр. Гипровостокнефть*. М. Недр. Вып. VIII. 1965. 179.
- Грачевский М.М. Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии. *ДАН СССР*. т. 125. № 6. 1959.
- Мирчинк М.Р., Хачатрян Р.О., Миртчан О.М. Тектоника и происхождение Камско-Кинельской системы прогибов. *Вопросы тектоники нефтегазоносных областей*. ИГИРГИ. 1962. 86–101.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Земеченко И.А. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. *Тр. Мингео СССР*, ВНИГРИ. Л. Недр. 1986. 247.
- Страхов Н.М. Доманиковая фация Южного Урала. *Тр. ИГН*. Вып. 16. 1939. 121.
- Щербатов О.А., Пахомов И.В., Шаронов Л.В., Юнусов М.А., Чувашов Б.И., Софроницкий П.А. Палеотектоника и фации позднего девона и раннего карбона западного склона Среднего и Южного Урала и Приуралья. *Литология и полезные ископаемые*. № 2. 1966. 87–98.

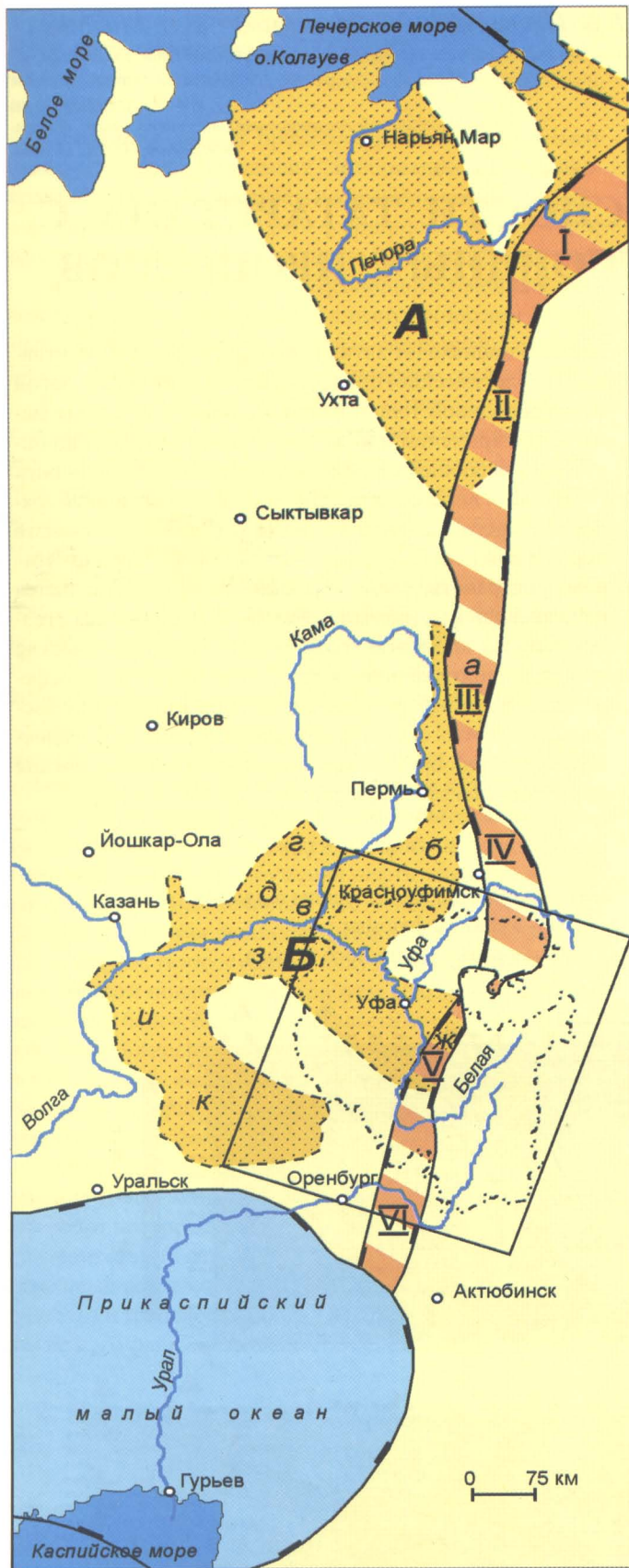
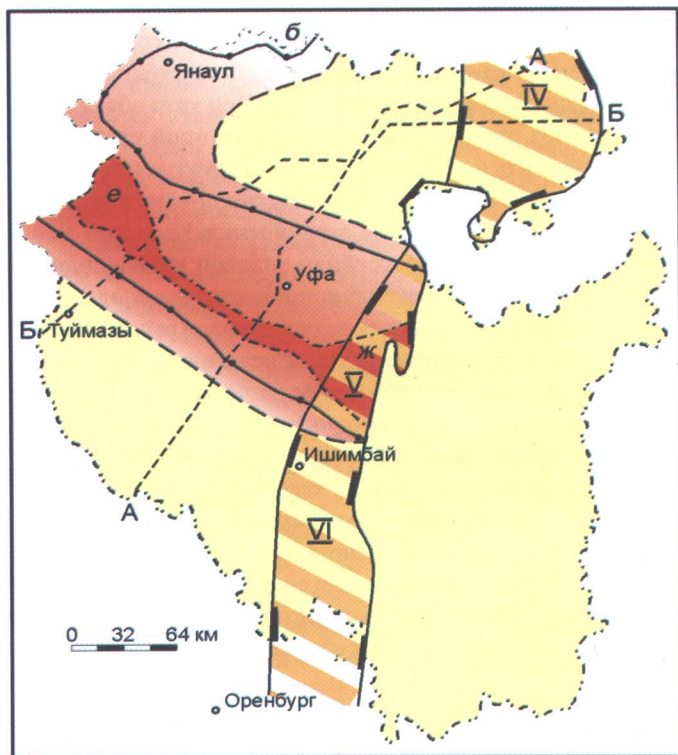


Рис. 1. Обзорная карта некомпенсированных прогибов востока Русской платформы.
 Прогибы верхнедевонско-нижнекаменноугольные:
 А. Печорская система; Б. Камско-Кинельская (с севера на юг):
 а – Касибский и Кизеловский; б – Шалымско-Калининский;
 в – Сарapulьский; г – Фокинский; д – Можгинский;
 е – Актаныш-Чишиминский; ж – Инзеро-Усольский;
 з – Нижнекамский; и – Усть-Черемшанский; к – Муханово-Ероховский.
 Депрессии Придуральского краевого прогиба:
 I – Косью-Роговская; II – Верхнепечорская; III – Соликамская;
 IV – Юрюзано-Сылвенская; V – Бельская; VI – Мраковская.



- - - - - осевые зоны
 —●—●— внутренние прибортовые зоны
 - - - - - внешние прибортовые зоны

Юнусов М.А., Масагутов Р.Х., Архипова В.В., Юнусова Г.М. Эволюция осадконакопления на востоке Русской платформы в палеозое. *Тез. докл. Межд. конф. «Закономерности эволюции земной коры»*. СНИИЗК. 1996. 127.

Юнусов М.А. Основные закономерности осадко- и нефтенакопления на востоке Русской плиты. *Тез. докл. XV Губкинских чтений*. М. 1999. 151–152.

Юнусов М.А. Палеогеоморфологические условия Среднего и южного Приуралья на рубеже девонского и каменноугольного периодов в связи с изучением нефтеносности Башкирии. *Вопросы региональной палеогеоморфологии*. Уфа. 1966. 137–139.

Юнусов М.А. О влиянии Камско-Кинельской системы депрессий на распределение и методику поисков нефтяных скоплений в Башкирии. *Тр. Башинионефть*. Уфа. Вып. 33. 1973. 37–43.

Юнусов М.А., Архипова В.В., Тюрихин А.М., Хасанов В.Х. Камско-Кинельская система прогибов – основное направление геолого-разведочных работ. *Тр. Башинионефть*. Вып. 77. 1988. 14–21.

Юнусов М.А. Роль некомпенсированных прогибов в нефтенакоплении на востоке Русской платформы. Геология и современность. *Тез. докл. юбилейной конф.* Казань, геофак КГУ, 1997. 171–172.

Junusov M. A., Masagutov R. Kh., Arkhipova V. V., Junusova G. M. Devonian sea-level changes in the platform region of Bashkortostan. *Conrifer Forschungsinstitut Senckenberg (CFS)*. 1997. 65–73.

Юнусов М.А., Лозин Е.В., Кузнецов Ю.И. Основные закономерности размещения залежей нефти и газа в Башкирии. *Тр. Башинионефть*. Уфа. Вып. 74. 1986. 21–29.

Юнусов М.А. Особенности строения Камско-Кинельской системы прогибов и их влияние на нефтеносность карбонатных отложений девона и карбона Северной Башкирии. *Тр. Кам. филиала ВНИГНИ*. М. Вып. XLVI. 1965. 147–150.