

Геологические структуры Надвигового пояса Скалистых гор и Аппалачского надвигового пояса обнаруживают большое сходство с таковыми Предуральского краевого прогиба и западного склона Урала. В Аппалачской складчатой области, также как и на Урале, наблюдается погружение древнего, допалеозойского фундамента в сторону складчатой области, наращивание в этом направлении разреза палеозойских и докембрийских образований, сопровождающиеся возрастанием интенсивности дислоцированности и степени метаморфизма пород, а также удревнением возраста дислокаций. Как и на Урале, в Аппалачах все структурно-формационные зоны надвинуты одна на другую в виде серии крупных шарьяжей, перемещенных к западу [1]. Геологическое сходство Надвигового пояса Скалистых гор и Аппалачского пояса надвигов, богатых скоплениями нефти и газа, с Предуральем и Уралом еще раз подчеркивает настоятельную необходимость проведения здесь активных нефтепоисковых работ, что должно привести к открытию в этом регионе новых месторождений углеводородного сырья.

#### *Литература:*

1. Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. М.: Наука, 1974. 230 с.
2. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности Урала. М.: Наука, 1988. 240 с.
3. Малахова Н.П., Панков Ю.Д., Чебыкин Н.Я., Петров В.И. Новые данные о возрасте надвига вдоль западной границы Тараташского комплекса // Ежегодник-1977 / ИГиГ УНЦ АН СССР. Свердловск, 1978. С. 25–26.
4. Allmendinger R., Brewer J., Brown L. et al. COCORP profiling across the Rocky Mountains front in Southern Wyoming // Bull. Geol. Soc. Amer. 1982. Vol. 93, № 12. P. 1253–1263.

### **В ОРЛОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ БЫМСКО-КУНГУРСКОЙ ВПАДИНЫ ОТКРЫТА «РУКАВООБРАЗНАЯ» ЗАЛЕЖЬ**

*И.М. Юлбарисов, Э.М. Юлбарисов, И.В. Барыкин*  
ЗАО «Ингеохолдинг», Уфа, e-mail: igh\_11@mail.ru

Как известно, в разрезе палеозойских отложений платформенного Башкортостана выделяются 7 нефтегазоносных комплексов (НГК). I девонский, терригенный (Дтер); II верхнедевонско-турнейский, карбонатный ( $D_3-C_1^1$ ); III нижнекаменноугольный, терригенный (ТТНК); IV окско-башкирский, карбонатный ( $C_{1ок}^2-C_2^1$ ); V верейский, карбонатно-терригенный ( $C_{2vr}$ ); VI каширско-гжельский, карбонатный ( $C_{2ks} - C_3^1$ ); VII нижнепермский, карбонатный ( $P_1$ ).

Исследуемая площадь приурочена к южной части Бымско-Кунгурской впадины в зоне сочленения её с Юрюзано-Сылвенской депрессией Предуральского краевого прогиба на востоке и северным склоном Башкирского свода на западе. Из 9 месторождений этого региона нефтяными являются 6, причем все они связаны с терригенными оложениями девона и/или нижнего карбона (I, III НГК), кроме того, на 2 из них нефть получена и из II НГК. 3 газовых и 1 нефтяное месторождения связаны с отложениями среднего карбона (V НГК, верей).

В Юрюзано-Сылвенской депрессии нефтеносность установлена в известняках нижне-, средне-, верхнего карбона (IV, V, VI НГК). Здесь открыто 7 мелких по запасам нефтегазовых и газовых месторождений.

В Бельской и Мраковской депрессиях Предуральского прогиба промышленная нефтеносность связана преимущественно с рифовыми постройками нижнепермского возраста

(VII НГК) на 27 и на 12 месторождениях зоны развития структур антиклинального типа. В последней, кроме того, нефтеносен нижний и верхний карбон (IV и VI НГК) на 8 месторождениях, на 2 — верхнедевонско-турнейский II НГК и лишь на 1 — терригенная толща девона — I НГК (табл. 1).

**Таблица 1**

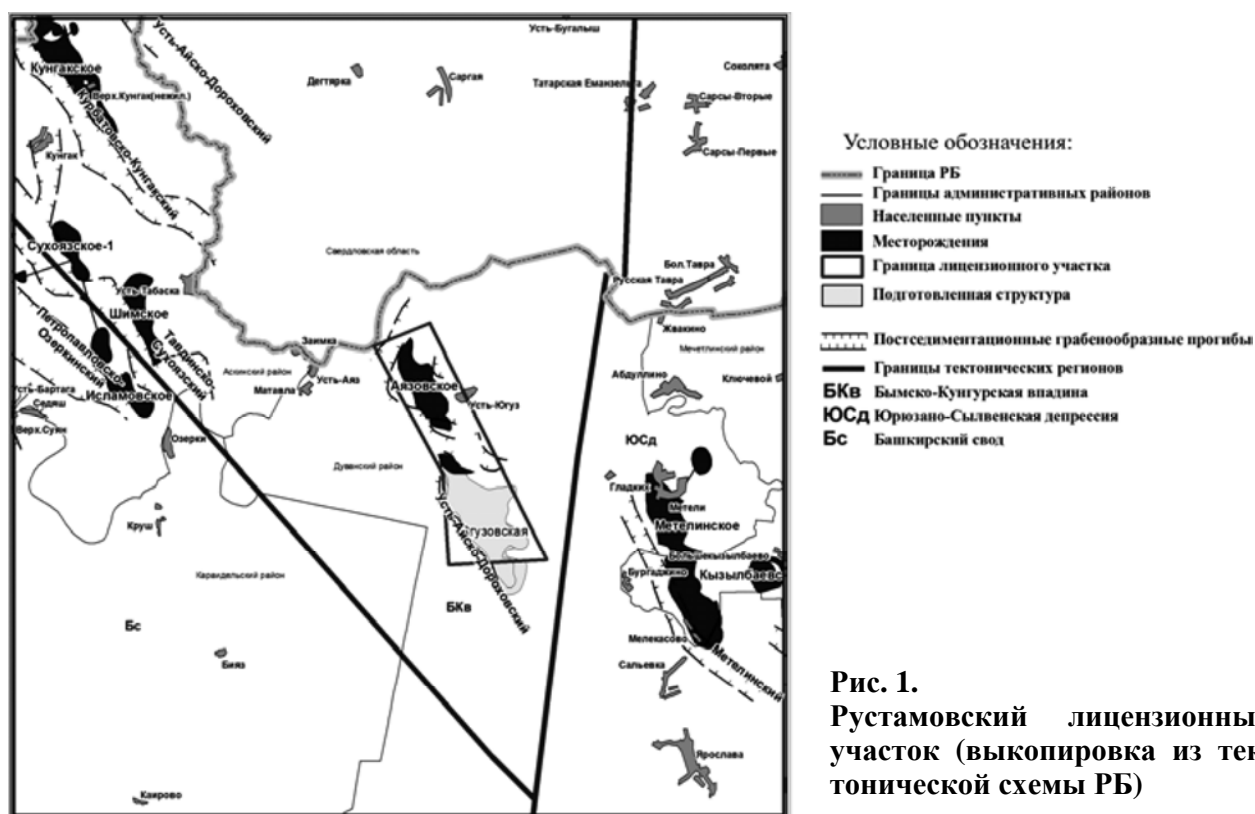
**Распределение месторождений северного склона Башкирского свода,  
Бымско-Кунгурской впадины и Предуральяского прогиба  
по нефтегазоносным комплексам (НГК)**

№№ п.п.	Месторождения	НГК							Тип
		I	II	III	IV	V	VI	VII	
<b>Северный склон Башкирского свода</b>									
1	Казанчинское	+	+	+					нефтяное
2	Степановское	+	+						нефтяное
3	Каюмовское	+		+					нефтяное
4	Южно-Кубиязинское					+			газовое
5	Моталинское					+			газовое
6	Ново-Казанчинское					+			газовое
7	Кунгакское			+					нефтяное
8	Биавашское			+		+			нефтяное
9	Кизгановское	+							нефтяное
<b>Юрюзано-Сылвенская депрессия</b>									
1	Кызылбаевское					+	+		нефтегазовое
2	Метелинское				+	+			нефтегазовое
3	Алегазовское				+	+	+		нефтегазовое
4	Усть-Икинское				+	+	+		нефтегазовое
5	Муслиумовское				+		+		газовое
6	Яныбаевское						+		газовое
7	Апутовское				+				газовое
<b>Бельская и Мраковская депрессии</b>									
<b>Месторождения антиклинальных складок</b>									
1	Архангельское		+		+			+	нефтяное
2	Табынское	+	+					+	нефтяное
3	Тейрукское						+	+	нефтяное
4	Воскресенское						+	+	нефтяное
5	Волостновское						+	+	нефтяное
6	Подгорновское						+		нефтегазовое
7	Саратовское						+		газовое
8	Исимовское						+	+	газовое
9	Беркутовское				+				газовое
10	Кинзебулатовское							+	нефтяное
11	Салиховское							+	нефтяное
12	Цветаевское							+	нефтегазовое
13	Карлинское							+	нефтяное
14	Мальшевское							+	нефтяное
15	Буруновское							+	нефтяное
16	Тавакановское				+				нефтяное
<b>Месторождения рифовых массивов (27)</b>									
17-43	Ишимбайская группа и другие							+	Нефтяные, часто с ГШ

Таким образом, складывается совершенно четкая картина распределения возраста нефтегазоносных комплексов по тектоническим зонам северо-востока и востока Республики Башкортостан: территория развития нефтегазоносных комплексов терригенного девона и нижнего карбона, а также верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса существенно сокращается в восточном направлении, где все большее значение приобретают карбонатные и терригенно-карбонатные комплексы нижнего, среднего и верхнего карбона и нижней перми. То есть при движении с запада на восток в сторону складчатого Урала возраст продуктивных горизонтов нефтяных месторождений имеет тенденцию к «омоложению» от среднего к позднему палеозою. В этой связи нам представляется, что перспективы обнаружения палеозойской нефти под «покровом» складчатого Урала весьма проблематичны, поскольку поле развития нефтегазоносных комплексов девона и карбона ограничивается Бымско-Кунгурской впадиной, а перми — Предуральским прогибом, хотя представители современной школы теории мобилизма допускают их наличие и под складчатым Уралом, надвинутым, по их мнению, на палеозойские возможно нефтеносные отложения платформы. Однако, по утверждению Е.В. Лозина (2001), «по данным башкирских геофизиков, на глубинах до 60 км свидетельств о надвинутости Урала на платформу не обнаруживается: Урал фиксируется на своем месте, а палеозой задирается кверху и исчезает».

Аязовское нефтяное месторождение открыто в 2009 г. в результате проведенных ЗАО «Ингеохолдинг» за счёт собственных средств с 2004 г. геолого-поисковых работ на Рустамовском лицензионном участке (лицензия Уфа № 12657 НП, выдана 07.09.2004, Государственный регистрационный № 5–05–10/1) площадью 52 км<sup>2</sup>. В административном отношении месторождение находится на территории Дуванского района Республики Башкортостан, граничащего с территорией Пермского края.

Основными тектоническими элементами, определяющими строение палеозойской толщи, является южное продолжение Дороховского вала, выделяемого в юго-восточной части Пермского края и сопряженный с ним Усть-Айско-Дороховский грабенообразный прогиб (рис. 1).



**Рис. 1.**  
Рустамовский лицензионный участок (выкопировка из тектонической схемы РБ)

Заслуживает внимания обнаружение в скважине № 1 нефтенасыщенного пласта песчаников орловского горизонта. Залежь рукавообразного типа, представляет собой скопления обломочных частиц в эрозионных врезах на теле известняков мендымского горизонта. По данным Р.Х. Масагутова (1988), площадь развития отложений орловского горизонта (иногда они замещаются карбонатно-глинистыми разностями пород) ограничена с запада Кушкульским и Степановским, с северо-востока Казанчинским месторождениями. Южнее Кушкуля зона выклинивания огибает Красноключевскую палеовершину Башкирского свода с юга, достигая, по-видимому, складчатого Урала. По прогнозу упомянутого автора, ареал спорадически развитых орловских песчаников вбирает в себя левобережье р. Уфа и бассейн р. Ай, протекающих на территории Бымско-Кунгурской впадины. На отдельных участках фиксируется залегание песчаников непосредственно на отложениях доманикового горизонта, т.е. известняки мендымского горизонта в них размыты полностью. О характерной резкой литологической изменчивости пород орловского горизонта свидетельствует такой факт: толщина песчаников в скважине Рустамовская – Северная 1 составляет 1,8 м, в скважине № 2 — 1 м и пласт сильно заглинизирован, хотя скважина пробурена на своде Аязовской структуры. При опробовании в процессе бурения (ИПТ) в первой скважине получен приток  $29,5 \text{ м}^3$ , при испытании в колонне —  $6,3 \text{ м}^3$  нефти. Установлено, что в процессе бурения скважины песчаники орловского горизонта были полностью закольматированы. Кольматацию удалось снять только после трёхкратной перфорации и освоения объекта с помощью ИПТ при максимально возможной депрессии. В результате обработки КВД установлено, что на глубине 2158,0 м пластовое давление носит аномально низкий характер (АНПД) и составляет всего 79 атм. Обстоятельства обнаруженного факта рассмотрены в специальной публикации. Во второй скважине, вопреки положительной характеристике пласта по геофизике, притока из орловского горизонта не получено. Справедливости ради надо сказать, что при опробовании ИПТ в процессе бурения отложений кыновско-пашийского горизонта в скважине Рустамовская – Северная № 1 дебит нефти составил  $48 \text{ м}^3/\text{сут}$ , при испытании в колонне —  $14,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в скважине № 2 — при опробовании ИПТ получен приток газированной нефти дебитом  $112 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в колонне —  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

## **ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕВИЗЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА**

*Н.Н. Рябинкина*

**Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, ryabinkina@geo.komisc.ru**

Важнейшим критерием для суждения о нефтегазоматеринском потенциале осадочных пород бассейна являются данные органической геохимии. В первую очередь, это данные о составе, качестве и количестве органического вещества (ОВ). Так для пород терригенных нефтегазоносных комплексов (НГК) Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) было установлено преобладание детритного ОВ с большой долей инертинита, что резко снижает их потенциал. Однако степень преобразования органического вещества в породах на значительной части территории бассейна находится на невысоком катагенетическом уровне (градации порядка МК<sub>1-2</sub>) и это позволяет надеяться на «работу» этих пород в настоящее время на участках бассейна, где они погружены до глубин 2,5–5 км.

Нефтеносность комплекса была известна еще в конце XIX века, когда битумный камень с рек Бол. Сопляс и Воя (левые притоки Печоры) использовался для производства точил. В ранневизейское время в пределах Печорского бассейна в условиях теплого, влажного климата, о чем свидетельствуют теплолюбивые формы растений и животных, шло накопление осадков в различных фациальных обстановках: от континентальных до глубоководно-морских (рис.).