

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 —  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

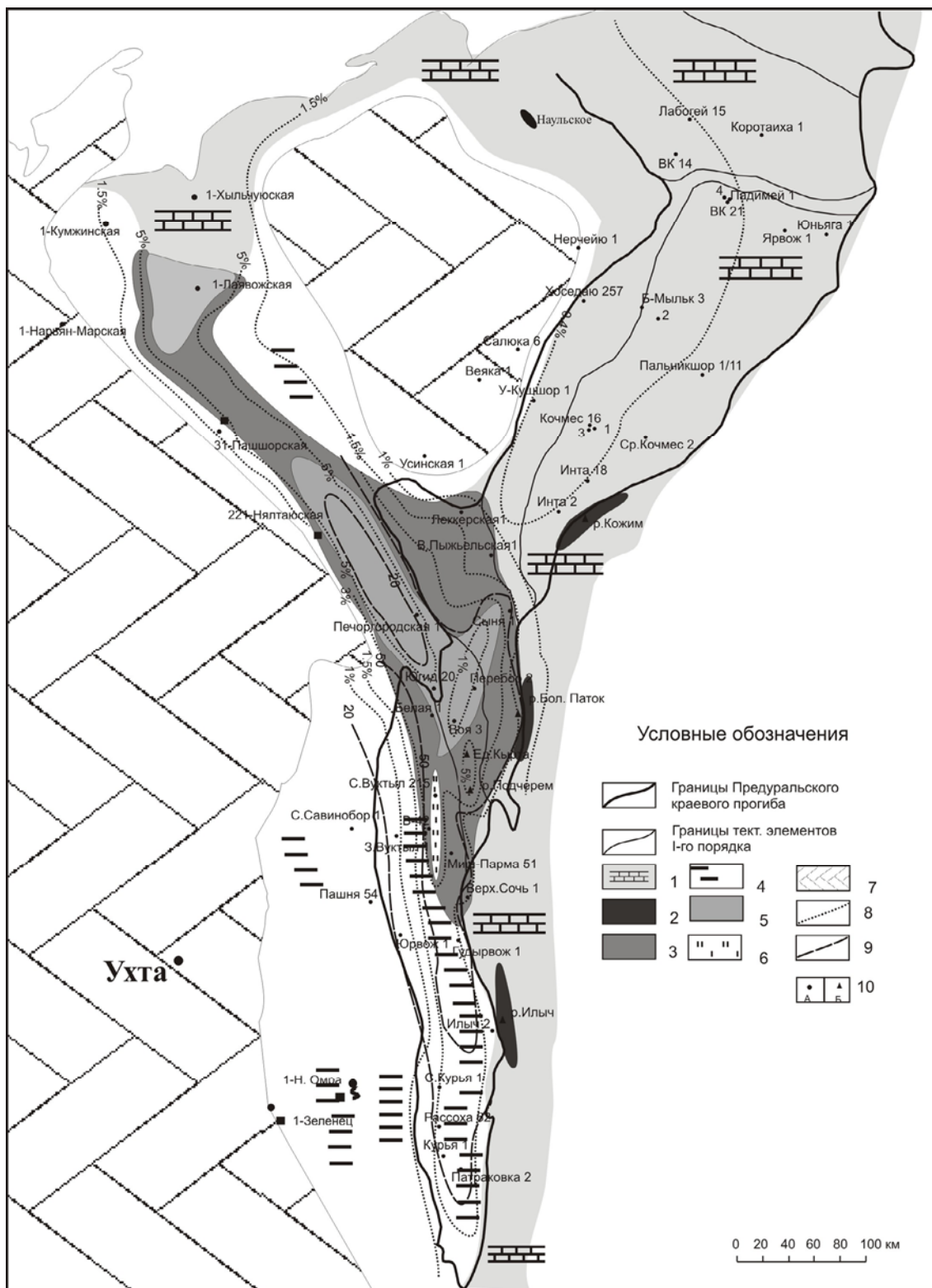
## **ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕВИЗЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА**

*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.).



**Рис. Палеогеоморфологическая схема раннего визе и распределение содержания органического углерода в породах**

**Условные обозначения:** 1–7 — палеорельеф и литофациальные зоны: 1 — карбонатные фации мелководного шельфа, 2 — толщи заполнения впадин, 3 — приливно-отливная равнина с угленакоплением, 4 — низменная прибрежно-морская равнина с лагунными и болотными фациями, 5 — аллювиально-дельтовая равнина, 6 — баровые острова, 7 — денудационная равнина; 8–9 — линии равных значений: 8 —  $C_{орг}$  в аргиллитах, 9 — глины в разрезе; 10 — обозначения: А) скважин, Б) обнажений

Фации карбонатного мелководного шельфа с незначительным накоплением терригенного материала развиты на севере и северо-востоке бассейна. Органическое вещество углисто-кремнистых сланцев этой зоны имеет преимущественно сапропелевый и смешанный тип ОВ. В целом же концентрация органического углерода ( $C_{орг}$ ) в глинистых карбонатах не превышает 0,5%. Породы морских фаций фактически не играют важной роли в формировании углеводородного потенциала комплекса ( $C_{орг} < 0,1\%$ ). Основные нефтегазоматеринские породы визейского комплекса связаны с пойменными и озерно-болотными фациями аккумулятивных равнин, где  $C_{орг}$  достигает высоких значений (в аржиллитах и углистых аржиллитах от 5 до 10%, а в углях до 45–70%).

На большей части континентальной территории Тимано-Печорского осадочного бассейна в позднебобриковское время происходило угленакопление, причем угли и углистые аржиллиты имеют гумусовый и кенелевый тип, что свидетельствует об их формировании в болотно-озерных условиях низменной равнины. Уточненные данные геохимии ОВ из отложений комплекса позволили нам выделить вдоль восточной границы бассейна (Косью-Роговская и Восточнопечорская впадины) систему валлообразных островных сооружений, изредка заливаемых морем, на которых также происходило угленакопление, а во впадинах — терригенно-карбонатное осадконакопление. Отложения, выполняющие впадины, составляют до 500 м, а содержание  $C_{орг}$  в породах этой зоны колеблется от 0,3% в известняках до 3% в аржиллитах. Значения водородного индекса в современных породах составляют 70–250 мгУВ/г $C_{орг}$ , что в пересчете на исходные данные будет соответственно 280–550 мгУВ/г $C_{орг}$ . Органическое вещество толщ заполнения имеет спорово-водорослевый состав. По данным газожидкостной хроматографии (ГЖХ) в битумоидах доминируют компоненты, характеризующие водорослевый (II) тип ОВ с проявлениями ОВ III типа (гумусового), но доля их незначительна. Это позволяет нам с уверенностью говорить о том, что накопление органической массы в породах происходило преимущественно за счет водорослевой органики, бактериальной массы и спор, что благоприятно для прогноза нефтегазоносности толщ.

Угленосные фации развиты в виде маломощных линз и прослоев, редко достигая рабочей мощности углей. В составе углей преобладает окисленное ОВ IV типа, хотя и слабо преобразованное на большей части территории, не превышая градацию ПК<sub>3</sub>. Лишь в разрезах Вуктыльской площади Верхнепечорской впадины угли достигают зоны МК<sub>2</sub> за счет дополнительного прогрева при формировании вуктыльского надвига.

Это позволяет предполагать формирование автохтонных залежей газа в визейских ловушках.

Благоприятные условия для вертикального перераспределения УВ на последнем этапе развития бассейна могли привести к формированию в комбинированных, седиментогенных (первичных) и экзогенных (вторичных) ловушках, сформировавшихся в визейских породах, аллохтонных залежей нефти (Нитчемью-Сынинская ступень), нефти и газа (Югид-Печоргородская зона) и газа (юг Верхнепечорской впадины).