

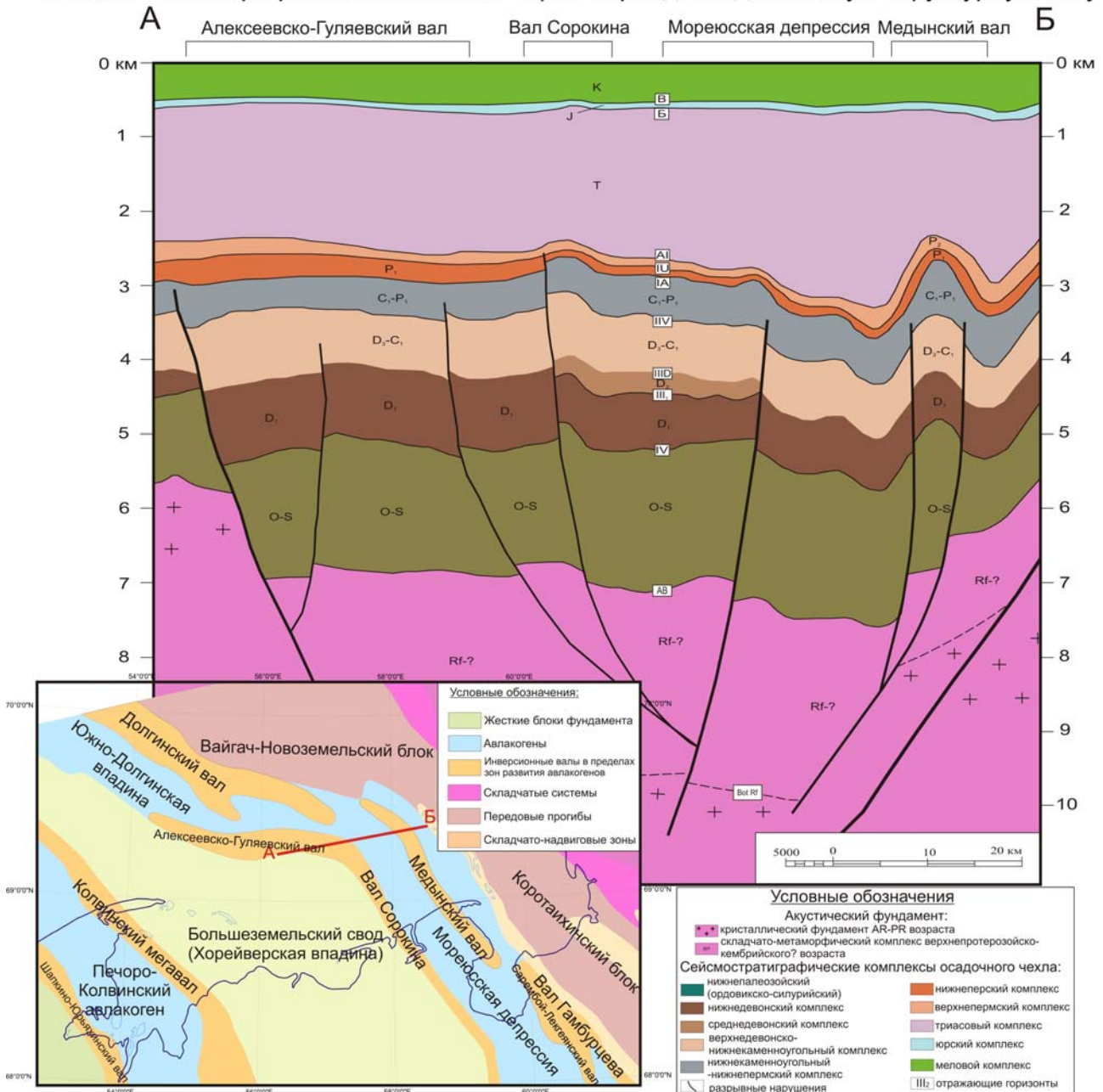
**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВАРАНДЕЙ-АДЪВИНСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ЗОНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НГБ.**

*Сауткин Р. С. \*, Кирюхина Т.А, Ступакова А. В. (МГУ им. М. В. Ломоносова).*

Варандей-Адъвинская структурная зона (ВАСЗ) имеет рифтогенное происхождение. Эта структура ассиметричного строения, где восточный борт сильно осложнен тектоническими деформациями уральской складчатой зоны, а западный представлен инверсионными валами по границе с Большеземельским сводом Печорской синеклизы. К северу она сужается до 40 км и погружается в акваторию Печорского моря. В составе ВАСЗ выделяются структуры второго порядка: валы Сорокина, Гамбурцева, Медынский, Сарембой-Леккеягинский вал, Талотинский, Алексеевско-Гуляевсий в акваториальной части, Мореюская и Южно-Долгинская депрессии (Рис. 1).

К ее западному борту в акваториальной части приурочены такие локальные структуры: Северо-Гуляевская и Алексеевская. В пределах северной, акваториальной частях Варандей-Адъвинской

Геологический профиль по линии А-Б через Варандей-Адъвинскую структурную зону



**Рисунок 1.** Геологический профиль по линии А-Б и тектоническая карта ВАСЗ и прилегающих элементов. [5]

структурной зоны выделяются инверсионные валы Сорокина и Медынский, разделенные Мореюская депрессией на суше [3].

Для выделения углеводородных систем и их анализа было проведено моделирование в программном пакете «Gemis». В качестве входных данных были выбраны:

- ✓ геологический профиль по линии А-Б через Алексеевско-Гуляевский вал, вал Сорокина, Мореюскую депрессию, Медынский вал с геохронологической привязкой горизонтов;
- ✓ литологическая характеристика отложений с ФЕС по линии профиля А-Б;
- ✓ характеристика нефтематеринских толщ (тип керогена, пиролитические параметры – водородный индекс HI, общее содержание органического углерода ТОС):

- *Нижнесилурийские венлокские нефтематеринские отложения* ( $S_{1v}$ ) представлены органогенными известняками, доломитами с прослоями глинистых сланцев. Содержание органического вещества колеблется от 0,5 до 2%. ОВ сапропелевое или с примесью терригенного материала.

- *Верхнедевонские кыновско-саргаевские нефтематеринские отложения* ( $D_{3kn-sr}$ ) представлены глинисто-карбонатными толщами с прослоями алевролитов и туффитов. Содержание ОВ в них около 0,7%. Эти нефтегазоматеринские породы содержат ОВ I и II (гумусо-сапропелевого) типа.

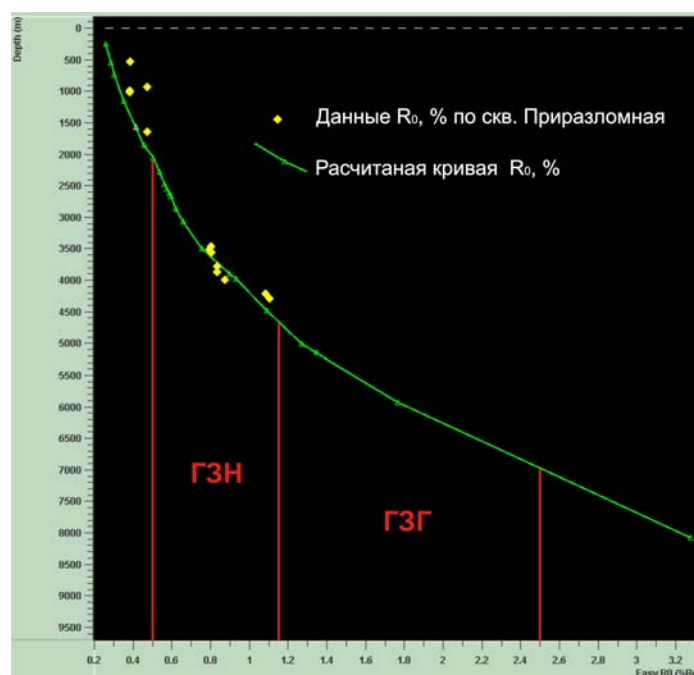
- *Верхнедевонские доманиковые нефтематеринские отложения* ( $D_{3dm}$ ), представлены темными тонко- и микрослоистыми глинисто-кремнисто-карбонатными породами и содержат ОВ I и II (гумусо-сапропелевого) типа. Содержание Сорг в них варьирует в широких пределах от 0,32% до 18,8 %, однако чаще всего в акваториальной части бассейна составляет 1-3%. Величина водородного индекса 500 – 990 мг УВ/г породы [2].

- *Нижнекаменноугольные визейские нефтематеринские отложения* в северной части Тимано-Печорского бассейна преимущественно угленосны. Концентрация Сорг изменяется в широких пределах в зависимости от наличия углистых включений (от 1-2 до 15% в глинах; 40% и более в углях). На территории Варандей-Адзвинской структурной зоны отмечаются максимальные содержания ОВ в терригенных отложениях до 8%.

- В акваториальной части к нефтематеринским относятся карбонатно-глинистые отложения *ассельско-сакмарского* и *артинско-кунгурского ярусов*. Они содержат ОВ в количестве 0,6–0,8 %, но в отдельных прослоях его содержание достигает 2 и более %. Тип ОВ, определенный по методу Rock-Eval, II – III. На площадях Печорского моря значения  $T_{max}$  изменяются в пределах 400–420<sup>0</sup>С.;

✓ геотермические условия (среднегодовая температура на поверхности 2<sup>0</sup>С, современный тепловой поток 46 мВт/м<sup>2</sup>).

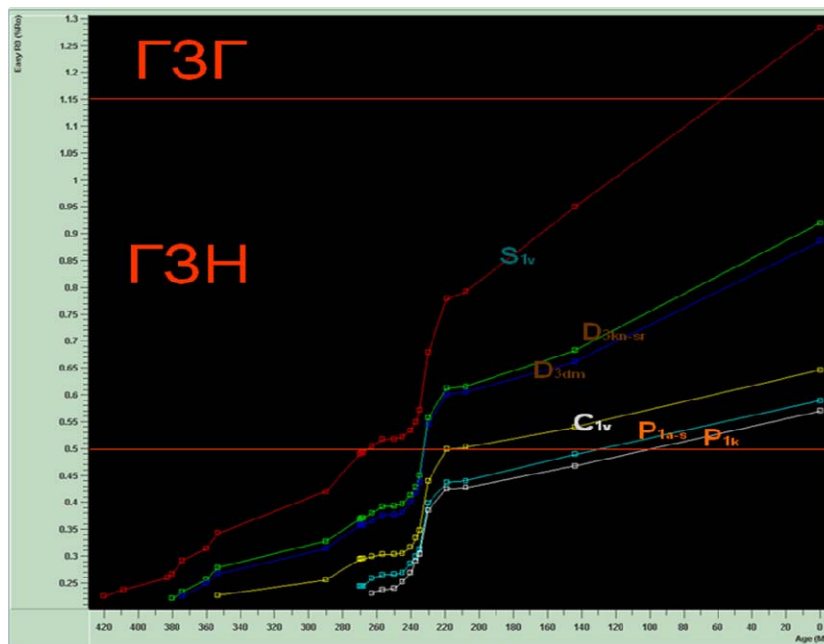
✓ также для проверки построенной модели взяты данные отражательной способности витринита по скважине Приразломная и сопоставлены с рассчитанной кривой по профилю [1] (Рис. 2).



**Рисунок 2.** Изменение отражательной способности витринита с глубиной.

С использованием вышеописанных данных была создана геолого-геохимическая модель формирования нефтегазоносности, которая позволила изучить историю реализации углеводородного потенциала нефтегазоматеринских пород Варандей-Адзъвинской структурной зоны (Рис. 3).

В формировании нефтегазоносности *ордовикско-нижнедевонского* НГК принимали участие нижнепалеозойские НГМП, начало эмиграции УВ из которых началось в начале поздней перми (для силурийских НГМП) и в середине поздней перми (для раннедевонских НГМП). Заполнение ловушек в пределах комплекса протекало в каменноугольный период и позднепермскую-раннетриасовую эпохи. К началу юрского периода процесс формирования данного НГК завершился [4].



**Рисунок 3.** Зависимость изменения показателя отражательной способности витринита основных нефтегазоматеринских пород от времени.

Основной НГМП для *среднедевонско-нижнефранского* НГК являлась среднедевонская толща. Кроме нее, УВ поставляли нижнепалеозойские и нижнефранские отложения. Максимум генерации УВ для данных НГМП в пределах рассматриваемого НГК относится к средне-позднетриасовому времени. Эмиграция УВ как из среднедевонской, так и из нижнефранской НГМП протекала с начала позднего триаса до конца юрского периода. Заполнение ловушек в пределах комплекса началось за счет процессов вторичной миграции из НГМП нижележащего НГК. Процессы заполнения ловушек флюидами протекали с конца среднего триаса до конца ранней юры.

В формировании нефтегазоносности *верхнефранско-турнейского* НГК принимали участие преимущественно доманиковые отложения. Однако возможно участие раннефранской и визейской нефтегазоматеринских толщ. Начало процессов генерации жидких углеводородов связывается со среднетриасовым периодом; начало эмиграции – с позднепермским. Заполнение ловушек в пределах данного комплекса началось в позднем триасе.

В формировании нефтегазоносности *визейско-нижнепермского* НГК принимали и принимают участие визейские и, частично, нижнепермские отложения. Начало процессов генерации жидких углеводородов связывается с концом триасового периода – для визейской НГМП и с началом мелового периода – для нижнепермских НГМП. На современном этапе нефтегазоматеринские отложения продолжают находиться в главной зоне нефтеобразования. Начало эмиграции УВ приурочено к началу юрского периода. Заполнение ловушек в пределах данного комплекса началось в средне- и позднеюрскую эпоху. При этом не отмечается четкой дифференциации в начале генерации УВ в разных тектонических элементах. Процессы вторичной миграции углеводородов интенсивно протекают и на современном этапе [4].

В *верхнепермско-триасовом* НГК основными источниками УВ являются нижне- и верхнепермские НГМП, тип ОВ которых, преимущественно, гумусовый. Для данного комплекса основным источником является нижнепермская НГМП, процессы эмиграции УВ из которой начались

в конце мелового периода. Триасовые НГМП находятся на стадиях протокатагенеза, их участие в формировании нефтегазоносности района не рассматривается.

На основе построенной геолого-геохимической модели формирования нефтегазоносности района было выявлено, что на современном этапе развития бассейна процессы нефтегазообразования протекают во всех НГК, основными НГМП являются доманиковые, визейские, нижне- и верхнепермские отложения.

На акваториальной части ВАСЗ наиболее перспективными считаются нижнекаменноугольный верхневизейский – нижнепермский карбонатный и нижне – верхнепермский терригенный. В этих комплексах открыты нефтяные месторождения: Медынское море, Медынское море 1, Долгинское, Варандей море, Приразломное; и выявлены новые структуры.

На проинтерпретированном и промоделированном мною профиле выделяются зоны с насыщенностью УВ 60-70% (Рис. 4). Таким образом при разбуривании структур антиклинального типа будут открыты месторождения в визейско-нижнепермском НГК преимущественно нефтяного типа.

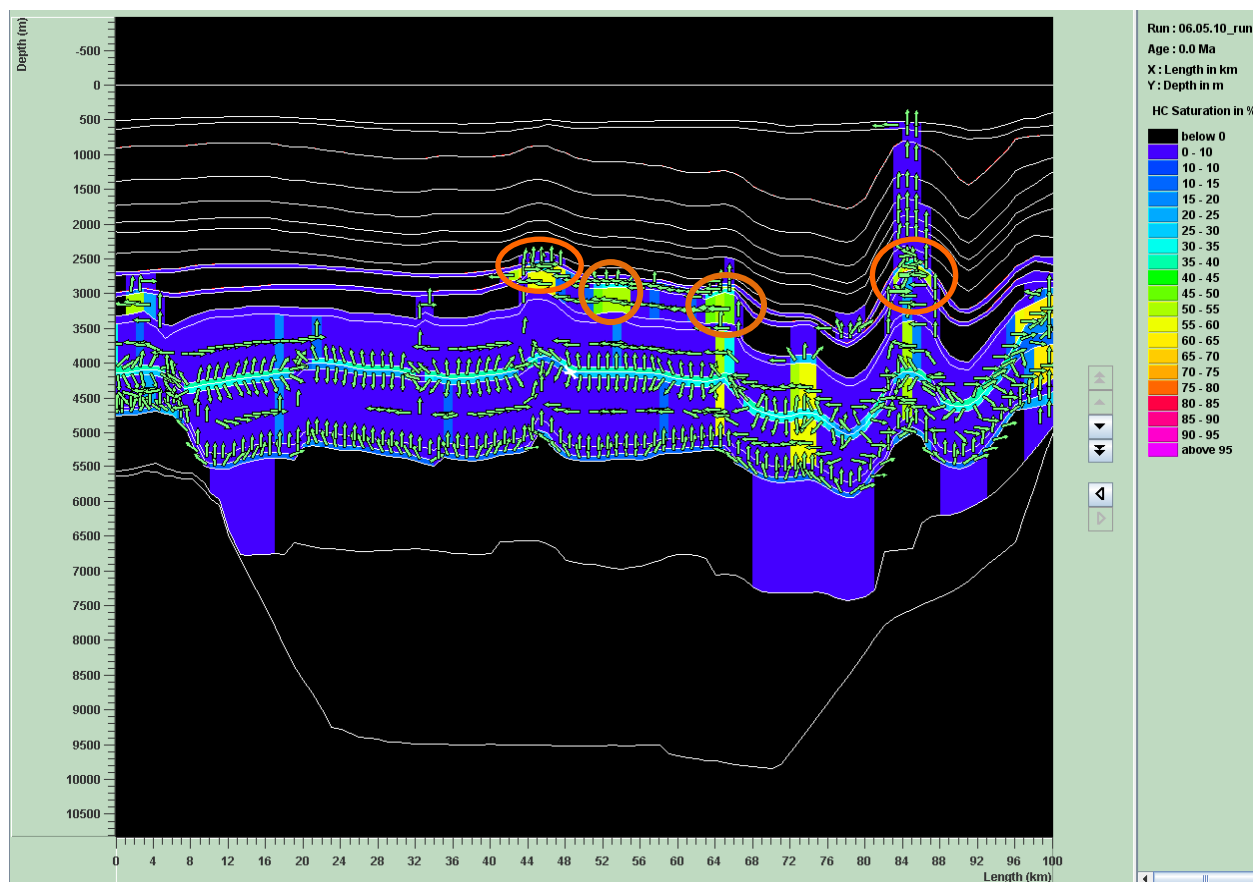


Рисунок 4. Насыщенность разреза УВ по линии А-Б.

#### Список литературы:

1. Данилевский С.А., Складорова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. Тр.ВНИГРИ.-Л.,1986.
2. Горбань В.А. Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазоносности досреднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна: Дисс. канд. геол.-минерал. наук. – Сыктывкар, 1986. – 252 с.
3. Захаров Е.В., Тимонин А.Н. Особенности геологического строения и нефтегазоносность акваториальной части вала Сорокинаа. // Сборник научных трудов «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)», М. 1998.
4. Ситар К. А. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности северной (акваториальной) части Тимано-печорского нефтегазоносного бассейна, Москва, 2007.
5. Ступакова А.В. Нефтегазоносность бассейнов Баренцевоморского шельфа // Геоинформатика. – № 4, 2001.