

УДК 553.98.042

Прищеп О.М.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

КОМПЛЕКСНЫЙ СПОСОБ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗОНАХ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

В соответствии с разработанными в ФГУП «ВНИГРИ» подходами к выделению зон нефтегазонакопления предложен комплексный способ количественной оценки ресурсов углеводородов в их пределах, базирующийся на использовании наиболее надежных результатах раздельного подсчета количества углеводородов, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ (с использованием балансовой модели), применении метода наислабейшего звена и кинетических моделей при оценке объемов аккумулированных углеводородов, и использовании метода геологических аналогий при сравнении в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза эталонных (с выявленными залежами) и оцениваемых зон.

Комплексный способ апробирован в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции для трех основных комплексов. Выявлены на фоне хорошей сходимости результатов по ордовикско-нижнедевонскому и доманиково-турнейскому нефтегазоносным комплексам существенные различия, в первую очередь фазового состава, по верхневизейско-нижнеартинскому.

Предложенный способ оценки ресурсов может претендовать на роль относительно независимого, а конечные результаты расчетов могут использоваться для принятия управленческих решений.

Ключевые слова: *зоны нефтегазонакопления, количественная оценка нефти и газа, ресурсы нефти и газа, комплексный способ оценки ресурсов углеводородов.*

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата выполняется с целью определения наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ, долгосрочного планирования их развития, составления программ лицензирования и планирования темпов воспроизводства запасов. Выделением и оценкой зон нефтегазонакопления (ЗНГН) завершается региональный этап изучения региона, преимущественно выполняемый на современном этапе за бюджетные средства. Оценка ЗНГН является одним из существенных аргументов принятия соответствующих управленческих решений по проведению и участию во всех последующих стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Проблема оценки ресурсной базы ЗНГН возникает, как правило, при проведении количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа частей регионов и обсуждении методических приемов ее проведения.

В ФГУП «ВНИГРИ» исторически сосуществовали школы, развивающие разные взаимодополняющие методы прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья (Неручев С.Г., Баженова Т.К., Сверчков Г.П., Лейбсон М.Г., Енгальчев Э.А., Каретников Л.Г., Белонин М.Д., Назаров В.И., Подольский Ю.В. и др.), широко применяемые в СССР и России. Также достаточно динамично развивались представления о ЗНГН, объединяемые в понятие учения, у истоков которого стояли Брод И.О., Бакиров А.А., Хаин В.Е., Еременко Н.А., Высоцкий И.В., Трофимук А.А., Золотов А.Н. Во ВНИГРИ его развивали Самсонов В.В., Лебедев Б.А., Лазарев В.С., Григоренко Ю.Н., Прищепа О.М. и др. Накопленная база знаний, с одной стороны, позволяла сравнивать полученные разными способами оценки и уточнять их применимость к соответствующим разномасштабным объектам, а с другой стороны, - оперировать вполне осязаемыми конкретными геологическими объектами оценки – зонами нефтегазонакопления, в западной терминологии часто сопоставляемыми с плейями (play).

В общем виде методы количественного прогноза нефтегазоносности отвечают цели определения общей величины и распределения ресурсов углеводородов (УВ) (по фазовому составу, содержанию попутных компонентов, по крупности, глубинам, приуроченности к перспективным комплексам и пр.). Эти задачи могут решаться на основе:

- установления зависимостей между концентрацией запасов и геологическими, геофизическими, геохимическими и пр. параметрами;
- установления зависимостей между показателями динамики открытий и движения запасов и объемными показателями геологоразведочных работ;
- экспертных оценок.

Задачи прогноза первой группы решаются исключительно с использованием принципа аналогий, предусматривающего установление зависимостей и количественных мер сходства между эталонными и расчетными участками. Они объединяются в два способа – метод сравнительных геологических аналогий и объемно-генетический метод.

Объемно-генетический метод оценки базируется на результатах отдельного подсчета количества нефтегазоносных флюидов, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и количества рассеявшегося на путях миграции и в зонах аккумуляции в породах и водах. Необходимо признать, что определение количества эмигрировавших УВ является наиболее точной частью указанного метода, а само его применение рекомендуется для оценки регионов или их крупных частей со слабо разведанными запасами для установления максимально возможного объема прогнозных ресурсов УВ. Для таких объектов оценки, как

ЗНГН, применение объемно-генетического метода с учетом сложностей в определении потерь при миграции, аккумуляции и последующем разрушении залежей весьма проблематично и может привести к большим погрешностям, что неприемлемо с точки зрения возможности применения таких оценок для перспективного планирования.

Применение геологических способов метода сравнительных аналогий в «чистом виде» для оценки зон нефтегазонакопления (по средним удельным плотностям на единицу площади или объема осадочного комплекса или его перспективной части), заключающего в сравнении расчетного участка с эталонным по совокупности критериев нефтегазоносности, к числу которых в первую очередь относятся аккумуляционные и консервационные характеристики, является вполне приемлемым при допущении, что ЗНГН является частным случаем расчетного участка, который может быть сравнен с соответствующим эталонным.

К сожалению, на пути реализации такого способа оценки ЗНГН также лежат «подводные камни». Первое противоречие состоит в том, что оценка геологическим способом метода аналогий в достаточно хорошо изученных районах должна проводиться отдельно по каждому комплексу, а не их совокупности, расположенной в пределах соответствующей территории (акватории) и объединяющейся в ЗНГН. Второе противоречие связано с неоднозначностью отношения к участкам вне ЗНГН. И, пожалуй, не менее важным обстоятельством является то, что база знаний, которая может быть получена в результате определения количества эмигрировавших УВ (объемно-генетическим методом), практически полностью игнорируется при таком способе оценки ЗНГН.

Рассмотренные ниже понятийная база и модифицированный автором способ оценки ЗНГН на основе комплексирования применяемых широко на практике способов оценки (геологических сравнительных аналогий и объемно-генетического) позволяет избежать некоторых недостатков каждого из них, получить более надежные результаты и самое главное - получить оценку геологического перспективного объекта с целевым горизонтом поисков для проведения геологоразведочных работ.

Идея о выделении ЗНГН как самостоятельных объектов оценки прослеживается практически во всех методических документах по количественной оценке на протяжении уже более 30 лет, но в силу нечеткости понятийной базы самих ЗНГН обсуждение проблем их оценки «тонет» в череде обсуждения соответствующих подходов и понятий [Прищепа, 2008a], не предоставляя возможности решить более значимую задачу – поиска новых оцененных перспективных направлений геологоразведочных работ, понимая под

последними не только территорию, но и перспективные комплексы в разрезе осадочного чехла.

Указанную неоднозначность наиболее ярко можно проследить на примере определений, приведенных в «Методических рекомендаций по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата» [Методические указания..., 1983; Методическое руководство..., 2000]. Так, в соответствии с ними под ЗНГН понимаются «ассоциации смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, входящих в единую группу связанных между собой ловушек, приуроченных к одной и той же структуре более высокого по отношению к ним порядка; последний признак определяет прослеживаемость направлений миграционных потоков, преимущественную приуроченность залежей к одним и тем же пластам.... Одновременно зоны нефтегазонакопления соответствуют части нефтегазоносного района или области». И далее по тексту Методических рекомендаций... «зоны нефтегазонакопления контролируются не только структурными, но и литолого-стратиграфическими факторами» - ????. А при их конкретном перечислении выделяются уже не две, а 4 группы контролирующих факторов. Но главное противоречие заключается в том, что все они (факторы) контролируют уже не «сквозную» зону (как часть нефтегазоносного района), а только ее какую-то часть в разрезе (один пласт, одну толщу, комплекс, группу комплексов и т.д.). Таким образом, даже в пределах одного методического документа смешаны существенно отличающиеся понятия, определяющие распространение зоны нефтегазонакопления в пределах всей толщи осадочного чехла (или ее перспективной части), а факторы контроля зоны только в пределах одного перспективного комплекса толщи. При развитии на перспективной территории одного нефтегазоносного комплекса указанных противоречий не будет. При развитии двух или трех комплексов, развивавшихся совместно (унаследовано) и контролируемых лишь структурным фактором, также противоречий не будет. Во всех других случаях выделенные зоны как части нефтегазоносного района либо должны разделиться на крайне небольшие фрагменты (где по всем свойствам и контролирующим факторам всех комплексов они одинаковы, а при изменении таковых они разъединяются в разные зоны в единой структурно контролируемой), либо отказаться от всех других видов контроля, кроме структурного (!).

Поскольку настоящая статья посвящена способу оценки ЗНГН, еще раз необходимо подчеркнуть, что под ними понимается «совокупность (группа) ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей - генерацией, миграцией,

аккумуляцией и сохранностью УВ» [Прищепа, 2008a]. ЗНГН различных комплексов, разграниченных региональными и зональными флюидопорами, в плане могут как совпадать, так и существенно различаться по размерам и площади, т.е. быть унаследованными, не унаследованными, навешенными.

В процессе анализа геологического строения зональных перспективных объектов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и разработки моделей их строения и системы контроля, проводимого в соответствии с предлагаемой автором концепции выделения ЗНГН как целевых (зональных) объектов поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ [Прищепа, 2008a], разработан способ (метод) оценки их ресурсной базы на основе комплексирования элементов объемно-генетического метода оценки и применения метода геологических аналогий. Предлагаемый способ состоит в том, чтобы использовать основные общеизвестные принципы проведения количественной оценки, к числу которых можно отнести такие, как использование максимального количества имеющейся информации, соответствие набора моделей и методов этапу изучения региона, оптимизация моделей по числу и характеру используемых параметров, учет степени разведанности эталонов, учет наислабейшего звена системы.

Суть способа заключается в последовательных шагах, выполняемых параллельно для выявленной эталонной ЗНГН и оцениваемой ЗНГН:

- по подсчету объемов генерированных УВ из НГМТ в пределах единого мегакомплекса, контролируемого региональным флюидопором (1);
- сопоставлении времени основных фаз генерации УВ со временем формирования палеозон аккумуляции и оценкой возможных потерь при их несовпадении (с применением кинетических и палеотектонических моделей) (2);
- сопоставлении площадей палеозон аккумуляции с площадью развития НГМТ, вступивших в основные фазы генерации, и оценкой потерь за счет их несовпадения или дефицита объема вмещающих толщ (3);
- сопоставлении площади палеозон аккумуляции с площадью ЗНГН и оценкой возможных потерь за счет ограниченного развития последних (4);
- оценки суммарного коэффициента сохранности (консервации), полученного сравнением объемов выявленных скоплений (суммарные запасы плюс локализованные ресурсы в комплексе, плюс учет недоразведанных объектов в эталонной ЗНГН) с подсчитанными объемами эмигрированных УВ в палеозонах аккумуляции, сконцентрированных в ЗНГН (5);

- переноса в соответствии с методом аналогий коэффициента сохранности с эталонной зоны на расчетную (6);
- корректировка результата за счет применения коэффициентов аналогий на возможный переток из нижележащего комплекса (7) или дополнительного рассеивания за счет перетока в вышележащий (8).

Отметим три крайне важных момента, принципиально отличающих предлагаемый способ оценки потенциала ЗНГН от широко применяемых объемно-генетического, геологических аналогий и историко-статистического.

Во-первых, как уже указывалось, объектом оценки является участок не со «сквозным» перспективным разрезом (характерный объект объемно-генетического и историко-статистического метода), а ограниченный сверху региональным или регионально-зональным флюидоупором.

Во-вторых, при применении объемно-генетического метода практически не учитывается такой важный с точки зрения возможностей аккумуляции параметр, как время интенсивной генерации УВ в сопоставлении со временем формирования зон аккумуляции, хотя используются данные о максимальных глубинах погружения, палеотемпературах и степени катагенеза.

И, в-третьих, традиционно в качестве коэффициента сохранности (консервации) используется отношение объемов ресурсов, рассчитанных объемно-генетическим методом (с крайне неоднозначными тремя из четырех составляющих – потери на миграцию, первичную аккумуляцию и рассеивание) с рассчитанными по другим методам (геологических аналогий или историко-статистическим), где, по сути, первичный потенциал НГМТ учитывается экспертно или опосредовано.

Таким образом, в действительности в качестве коэффициента сохранности предлагается использовать сходимость оценок по двум методам (при этом, как уже неоднократно указывалось, первичным объектом оценок являются абсолютно разные и несопоставимые).

В способе, описанном выше, предлагается в качестве замены трех неоднозначно оцениваемых объемов потерь применить коэффициент сохранности, характеризующий сумму процессов, полученную путем сравнения фактического геологического результата, выявленного в конкретной эталонной ЗНГН (изученной бурением) с объемом генерированных УВ из НГМТ, приходящихся на соответствующую палеозону аккумуляции, в пределах которой расположена эталонная ЗНГН. Перенос полученного таким образом

коэффициента сохранности с эталонной на расчетную зону позволит отразить (по аналогии) и сумму геологических процессов, которая в конце концов позволит судить об объемах сконцентрированных в ней ресурсов УВ.

Несмотря на значительное количество шагов, описанных выше и кажущихся трудоемкими, как показала практика, количество сравниваемых геологических параметров при предложенном способе не превышает количества критериев, используемых при методе геологических аналогий. А при имеющейся геохимической базе (по органическому веществу (ОВ) и набору кинетических моделей основных НГМТ региона), упрощения за счет сравнения времени генерации и формирования палеозон аккумуляции, а также площадей и объемов и дальнейшем отборе наименьших из них для соответствующих расчетов по методу наислабейшего звена, проведение количественной оценки ресурсов ЗНГН по трудоемкости сопоставимо с методом геологических аналогий.

В целом, описанный способ использует достаточно известные подходы, применяемые чаще всего для оценки крупных сквозных положительных тектонически и структурно выраженных зон аккумуляции. Как следует из приведенной работы [Прищепа, 2008а], такая зона аккумуляции является лишь частным случаем одного из наиболее распространенного видов совмещения зон нефтегазонакопления, переработанных и переформированных за счет доминирующего структурного контроля. К сожалению, при отсутствии такового, т.е. вне пределов доминирующего положительного структурного унаследованного элемента (чаще всего вала, мегавала) «сквозной подход» не позволяет получить представлений ни об объеме ресурсов, сконцентрированных в пределах комплекса (или мегакомплекса), ни об их перераспределении. Способ же оценки ЗНГН, предложенный выше, позволяет избежать указанных недостатков.

Поскольку объемно-генетический метод базируется на результатах отдельного подсчета количества УВ, эмигрировавших из НГМТ, и дальнейшей оценки потерь на путях миграции, в зонах аккумуляции и сохранности в процессе геологической истории в общем виде используется формула балансовой модели:

$$Q_k = Q_{эм} - Q_{миг} - Q_{акк} - Q_{расс} \quad (1)$$

или

$$Q_k = Q_{эм} - (Q_{м пор.} + Q_{м вод.}) - (Q_{ак.гип.} + Q_{ак.транз.}) - Q_{расс} \quad (2)$$

где Q_k – масса УВ, консервированная в оцениваемом объекте прогноза; $Q_{эм}$ – количество УВ, эмигрировавших из исходной массы ОВ; $Q_{м пор.}$ – потери УВ при миграции в породах (миграционные битумы пород или газы, сорбированные в породах и содержащиеся в их

закрытых порах); $Q_{м.вод}$ – потери УВ при миграции в водах (рассеянные воднорастворимые битумы или газы); $Q_{миг}=Q_{м.пор}+Q_{м.вод}$ – потери УВ в процессе миграции от очага генерации до объекта первичной аккумуляции; $Q_{ак.гип}$ – потери УВ при гипергенных изменениях в зонах аккумуляции; $Q_{ак.транз}$ – потери УВ при миграции их транзитом через зоны аккумуляции; $Q_{акк}=Q_{ак.гип}+Q_{ак.транз}$ – потери УВ в процессе первичной аккумуляции; $Q_{расс}$ – потери УВ в результате расформирования первично аккумулярованных скоплений и рассеивания.

В соответствии с балансовой моделью и схемой оценки, разработанной в ФГУП «ВНИГРИ» Неручевым С.Г. и Баженовой Т.К. [Нефтеобразование в отложениях..., 1986; Оценка потенциальных..., 2006; Органическая геохимия..., 2008], расчет объемов эмигрировавших жидких и газообразных УВ из нефтегазоматеринских толщ проводится отдельно на единицу площади по следующим формулам:

$$Q_{нефти} = C_{нк} \cdot \rho \cdot h \cdot \delta \cdot \beta_{C_{нк}}^{ХБА} \cdot K / (1 - K \cdot 10^2), m / км^2$$

$$Q_{газа} = \frac{C_{нк}}{C^{НОВ} \cdot \rho \cdot h \cdot \gamma \cdot 10^7}, m^3 / км^2$$

где $Q_{нефти}$ и $Q_{газа}$ – количества эмигрировавших жидких и газообразных УВ из НГМГ в пределах 1 км², т.е. эмиграционные плотности; $C_{нк}$ – осредненная концентрация $C_{нк}$ в % (величина снимается с карт); ρ – плотность пород, т/м³ (величина изменяется от 2,40 до 2,70 – в зависимости от типа породы и градации катагенеза); h – мощность НГМГ, м (снимается с карт); $\beta_{C_{нк}}^{ХБА}$ – остаточная доля ХБА в ОВ, осредненная для данной НГМТ для данной градации, приведенная к $C_{нк}$, (в долях); δ – поправка на низкокипящие (легкие) жидкие УВ (ЛУВ), $\delta = \frac{\beta_{эм}^{ХБА} + \beta_{эм}^{ЛУВ}}{\beta_{эм}^{ХБА}}$ ($\beta_{эм}$ – эмигрировавшая доля УВ, %); ЛУВ, $\beta_{эм}$ – рассчитываются при моделировании; K – коэффициент эмиграции ХБА, доли единицы.

Как видно из приведенных формул, часть параметров, используемых в расчетах, базируется на непосредственных аналитических определениях, генерированных в соответствующие схемы и карты осредненных значений, а часть является следствием статистической обработки данных, заимствованных из мирового опыта или опирающихся на мнение конкретного эксперта, проводящего оценку. К числу таких показателей в полной мере можно отнести и наиболее существенно влияющие на конечные результаты расчетов – коэффициент эмиграции, а также все параметры, отвечающие за последующие после генерации процессы – миграции, аккумуляции и сохранности. По сути, их неопределенность на порядок, а точнее порядки, превосходит неопределенность в оценке генерации и

эмиграции и сводит на нет точность расчетов объемов генерированных и эмигрированных УВ, что, в конечном счете, и приводит к использованию расчетов только на уровне экспертных оценок для «крупных частей бассейна».

С целью использования максимально возможного объема имеющейся геологической информации для количественной оценки, в тоже время, не прибегая к заимствованию показателей, не свойственных конкретному бассейну и конкретной толще и не перегружая расчеты показателями, имеющими точность определения, варьирующую на порядки, предлагается заменить всю совокупность показателей, отвечающих за миграцию, аккумуляцию, и сохранность УВ, на систему сравнения в пределах регионально расчлененных флюидоупорами комплексов (в основании которых развиты НГМТ), сначала площадей и объемов:

- 1) распространения НГМТ;
- 2) развития палеозон аккумуляции;
- 3) развития возможных зон нефтегазонакопления.

Затем определения в хорошо изученных районах соотношения (степени сходства) между объемами УВ, которые могли быть эмигрированы в ЗНГН и которые реально в них выявлены в результате проведенных геологоразведочных работ, с дальнейшим переносом указанного соотношения на недоизученные зональные объекты.

Таким образом, принципиальным отличием способа наряду с комплексностью является отсутствие необходимости рассмотрения любых процессов, не связанных напрямую с конкретными оцениваемыми ЗНГН (например, интенсивной генерации до времени начала формирования палеозон аккумуляции, или наоборот после их расформирования, масштабностью палеозон аккумуляции, не связанной с масштабностью ЗНГН, процессов переформирования, протекающих за пределами ЗНГН и т.д.), что приводит как к сокращению неопределенностей, так и оценке степени сходимости в эталонных зонах, «очищенной» от влияния второстепенных процессов.

Один из вспомогательных элементов системного подхода к оценке ЗНГН базируется на решении задачи оценки времени основных этапов генерации с последующим сопоставлением со временем формирования аккумуляционных природно-геологических систем.

Вопрос о времени генерации УВ давно занимает одно из ведущих мест в исследованиях по органической геохимии при определении потенциала нефти и газа. Один из самых известных подходов описан Б. Тиссо и Дж. Эспитале [Tissot, Espitalie, 1975]. Он основан на

математическом моделировании процессов генерации нефти и газа с использованием данных о керогене, истории погружения и геотермическом градиенте. При этом определение последнего базируется на итерационном подборе при моделировании градиентов, отвечающих определениям по отражательной способности витринита.

Подходы к определению возможных масштабов и времени формирования ЗНГН определяются в соответствии с оценкой как собственно богатства источников (нефтегазоматеринских свит), и взаимоотношениями с зонами аккумуляции, а также возможностями миграции и сохранности, так и корреляцией со временем интенсивной генерации.

В комплексном способе оценки предлагается использовать привязку ко времени основных этапов генерации, выполненную на основе кинетических моделей.

Деструкция ископаемого ОВ в зоне катагенеза и связанная с этим генерация углеводородных продуктов представляют собой процессы, растянутые во времени. Возможность более или менее достоверной привязки фаз интенсивной генерации УВ к временной шкале представляет большой интерес. Пути решения этой задачи занимались Б. Тиссо, Д. Вельте [Тиссо, Вельте, 1981], Н.В. Лопатин [Лопатин, 1976] и многие другие исследователи. Широкое распространение получила методика определения палеотемператур по отражательной способности витринита (Амосов И.И., Парпарова Г.А., Конторович А.Э.). Эта методика дает количественное выражение стадий катагенеза, позволяет подразделять толщи осадочных пород по стадиям литификации и определять палеотемпературы, связанные с периодами максимального нагревания осадочных пород. Достаточно неоднозначным во всех разработанных методиках является определение времени максимального (или достаточного для генерации) прогрева, чаще всего получаемого из косвенных геологических данных (например, оценки времени максимального погружения). Наиболее простой метод использования кинетических моделей был разработан и апробирован в ФГУП «ВНИГРИ» В.К. Шиманским [Шиманский, 1988].

Решение задачи оценки времени и масштабов генерации основано на кинетических моделях, основанных на исследовании керогена методом ступенчатого термолиза с регистрацией выхода продуктов разложения во времени на каждой температурной ступени. Как было установлено экспериментально [Шиманский, 1988], процесс разложения ОВ в лабораторных условиях охватывает диапазон температур 200-550°, причем выделение основной массы жидких углеводородных продуктов происходит до 450°. Исследование методом термолиза образцов ОВ из разных НГМТ и получение кинетических параметров,

характеризующих динамику генерации УВ в температурно-временных условиях, позволяет для определенной модели прогрева (соответственно модели погружения) получить модель динамики генерации (в долях от полной) во времени.

В ФГУП «ВНИГРИ» в 1980-х гг. была выполнена серия таких экспериментов, позволившая получить для трех типичных моделей погружения и прогрева нефтематеринских отложений с сапропелевым ОБ [Нефтеобразование в отложениях..., 1986] для основных НГМТ Предкавказья (кумская свита), Западной Сибири (баженовская свита), Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (доманиковская свита) и Тимано-Печорская провинция (доманиковская свита, силурийская толща) соответствующие модели генерации.

На основе экспериментальных данных и полученных кинетических параметров в качестве примера приведем расчеты, выполненные автором по программе «Genosob», составленной в ФГУП «ВНИГРИ» (автор модели В.К. Шиманский, составитель программы С.В. Смирнов) для персонального компьютера в табличном редакторе Microsoft Excel на основании кинетических моделей для НГМТ Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Shimansky et al., 1994; Прищеп, Шиманский, Смирнов, 2008].

С целью определения модели прогрева, разработка которой является, как уже указывалось, самостоятельной задачей, были использованы данные о распределении современных температур, палеотермическом градиенте, характере распределения современного градиента в зависимости от состава пород и оценки скорости погружения по скважинам с восстановленными глубинами. Для более 50-ти скважин, расположенных в существенно разных структурно-тектонических зонах Тимано-Печорской провинции, были восстановлены отметки палеоглубин для границ нижнего и верхнего силура, среднего и верхнего девона, визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона. Вся абсолютная стратиграфическая шкала была проградуйрована через 10 млн. лет, и пропорционально продолжительности каждого стратиграфического интервала были определены палеоглубины залегания оцениваемой толщи на начало соответствующего интервала времени. В соответствии с оценкой объемов размывов отложений отметки палеоглубин исправлялись на соответствующую величину. Затем, используя полученные данные о модели прогрева на начало каждого интервала времени, были определены палеотемпературы в исследуемых отложениях от времени их образования до современности.

В соответствии с расчетами для всех исследуемых комплексов в интервале 10 млн. лет были получены значения в процентах доли распада ОБ по фракциям (доля от полного) [Прищеп, Шиманский, Смирнов, 2008]. По полученным данным построены графики

динамики объемов генерации для основных НГМТ - силурийско-нижнедевонского и верхнедевонского возраста. Результаты позволяют сделать выводы о наиболее интенсивных периодах генерации и оценить распределение объемов генерированных УВ во временных рамках геологической истории.

В табл. 1 и на рис. 1-3 приведены характерные примеры использования кинетических моделей для оценки времени генерации из силурийской НГМТ по 6 скважинам Тимано-Печорской провинции, расположенных в пределах существенно разных тектонических зон. Полученные результаты используются в дальнейшем при сравнении масштабов и времени формирования палеозон аккумуляции, оцененных в результате палеотектонического анализа.

Применительно к способу оценки ЗНГН, сравнивая со временем формирования (расформирования) палеозон аккумуляции на основе выявления основного периода генерации, принимается одно из трех решений:

- 1) весь генерированный потенциал конкретной НГМТ мог быть аккумулярован;
- 2) весь генерированный потенциал конкретной НГМТ был рассеян (в силу отсутствия в период генерации палеозоны аккумуляции);
- 3) часть генерированных УВ могла быть аккумулярована в палеозоне соответственно доле, определенной по кинетическим моделям, в период согласованный с периодом формирования палеозоны аккумуляции.

Не останавливаясь на деталях расчета объемов эмиграции УВ, изложенных достаточно подробно как в специальной литературе (например, методических рекомендациях по количественной оценке), так и специальных трудах (к последним по времени следует отнести монографию авторского коллектива ФГУП «ВНИГРИ» во главе с С.Г. Неручевым и Т.К. Баженовой [Оценка потенциальных..., 2006] и статью С.Г. Неручева [Неручев, 2010]), приведем весь ряд расчетных формул, отвечающих последовательным шагам в предложенном комплексном способе оценки ресурсов ЗНГН:

$$Q_{исх} = S_{нгмт} \cdot h_{ср} \cdot C_{орг} \quad (3)$$

где $Q_{исх}$ – первичная масса органического вещества нефтегазоматеринской толщи комплекса, $S_{нгмт}$ – площадь распространения нефтегазоматеринской толщи, $h_{ср}$ – средняя мощность толщи с повышенным содержанием органического углерода, $C_{орг}$ – среднее содержание органического углерода в толще.

Таблица 1

Оценка масштабов генерации в геологическом времени (на основе кинетических моделей) для силурийских нефтегазоматеринских толщ Тимано-Печорской провинции

Хроно шкала время, млн. лет	Время от начала погружения, млн. лет	Доля генерированных УВ от полного объема, %							
		Аноргаяхская-1	Северо-Варкнавтская-1	Нямюрхитская-10	Варандейская-7	Ворст.-Ярейюская-300	Оленья-1	Южно-Сенгейская-1	Носовая-1
400	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
390	10	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
380	20	0,64	2,83	1,53	1,53	5,56	1,37	0,70	1,53
370	30	0,29	4,21	4,53	4,53	16,15	4,64	0,94	4,53
360	40	1,08	22,51	6,68	13,87	51,63	4,05	3,31	23,27
350	50	4,00	19,84	18,10	14,32	17,39	25,65	1,13	8,30
340	60	1,13	9,42	5,92	3,77	0,77	7,09	0,15	13,12
330	70	2,74	12,03	2,90	2,69	1,37	8,62	0,15	16,61
320	80	5,82	6,59	2,58	12,14	1,98	8,78	0,15	9,67
310	90	11,93	2,59	8,75	15,40	1,16	8,95	0,15	3,80
300	100	6,67	1,36	6,69	6,76	1,11	6,27	0,15	1,66
290	110	4,54	1,10	6,83	4,38	0,37	2,98	0,15	2,44
280	120	6,03	0,89	4,73	2,31	0,12	1,61	0,15	3,04
270	130	7,00	1,05	3,30	1,83	0,05	1,54	1,08	1,38
260	140	15,97	1,38	2,34	3,06	0,01	1,41	2,63	0,77
250	150	10,84	1,41	3,23	2,13	0,00	1,11	19,55	0,38
240	160	9,98	1,44	3,05	0,97	0,00	0,94	11,78	0,65
230	170	2,16	1,55	7,73	1,14	0,00	4,51	15,22	1,45
220	180	1,53	0,33	1,36	0,36	0,00	0,85	9,03	3,38
210	190	2,20	0,42	0,43	0,72	0,00	0,33	4,15	1,60
200	200	1,29	0,16	0,37	0,64	0,00	0,27	2,91	0,08
190	210	0,60	0,16	0,35	0,57	0,00	0,16	1,54	0,00
180	220	0,28	0,11	0,33	0,37	0,00	0,16	0,76	0,00
170	230	0,11	0,11	0,31	0,22	0,00	0,07	0,48	0,00
160	240	0,09	0,11	0,46	0,13	0,00	0,07	0,37	0,00
150	250	0,04	0,10	0,27	0,09	0,00	0,07	0,24	0,00
140	260	0,02	0,06	0,12	0,06	0,00	0,06	0,23	0,00
130	270	0,02	0,06	0,08	0,04	0,00	0,06	0,15	0,00
120	280	0,01	0,03	0,05	0,04	0,00	0,06	0,09	0,00
110	290	0,00	0,03	0,05	0,02	0,00	0,06	0,03	0,00
100	300	0,00	0,03	0,02	0,02	0,00	0,03	0,01	0,00
90	310	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,03	0,00	0,00
80	320	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
70	330	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
60	340	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
50	350	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40	360	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	370	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	380	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	390	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	400	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего		99,33	94,24	95,43	96,45	100,00	94,14	79,73	100,00

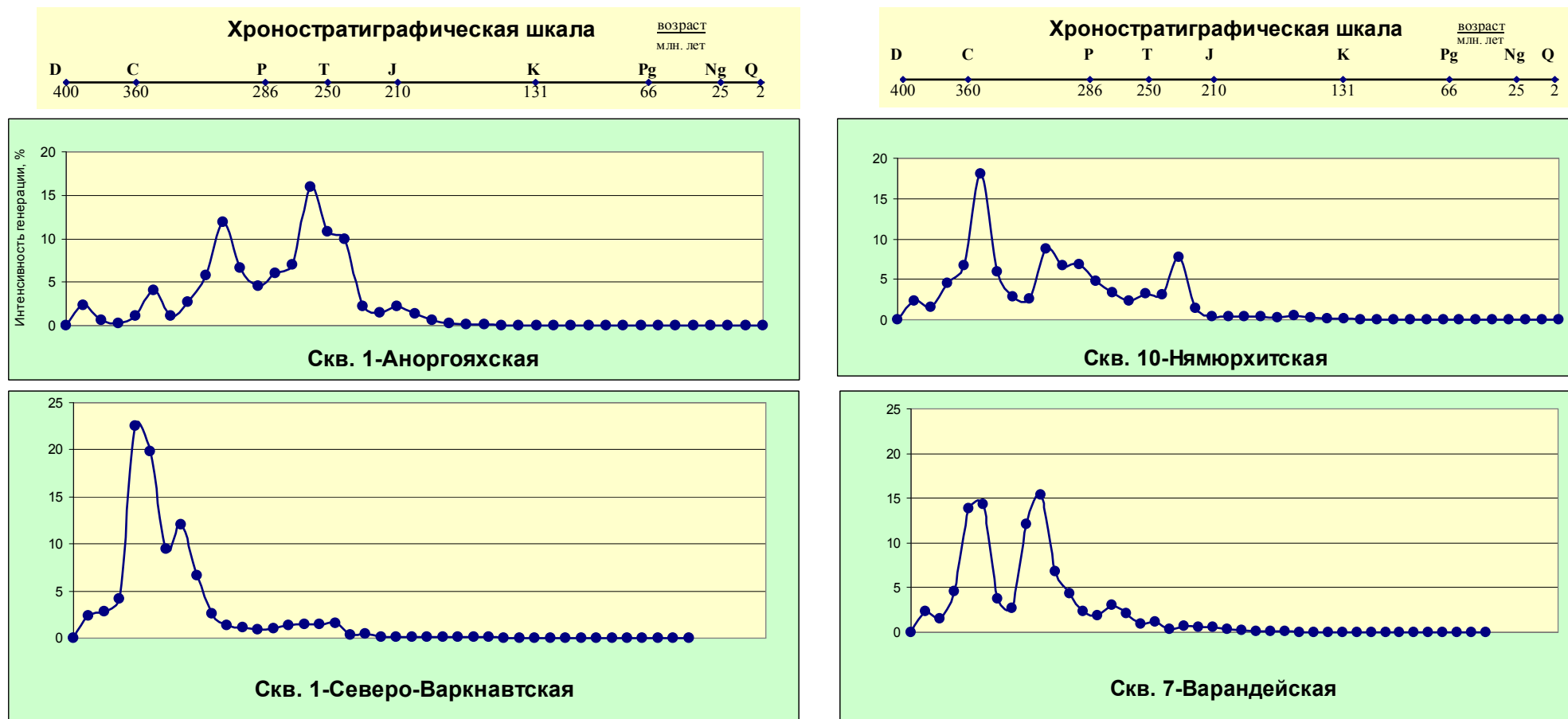


Рис. 1. Динамика генерации углеводородов из рассеянного органического вещества силурийских отложений на основе кинетической модели

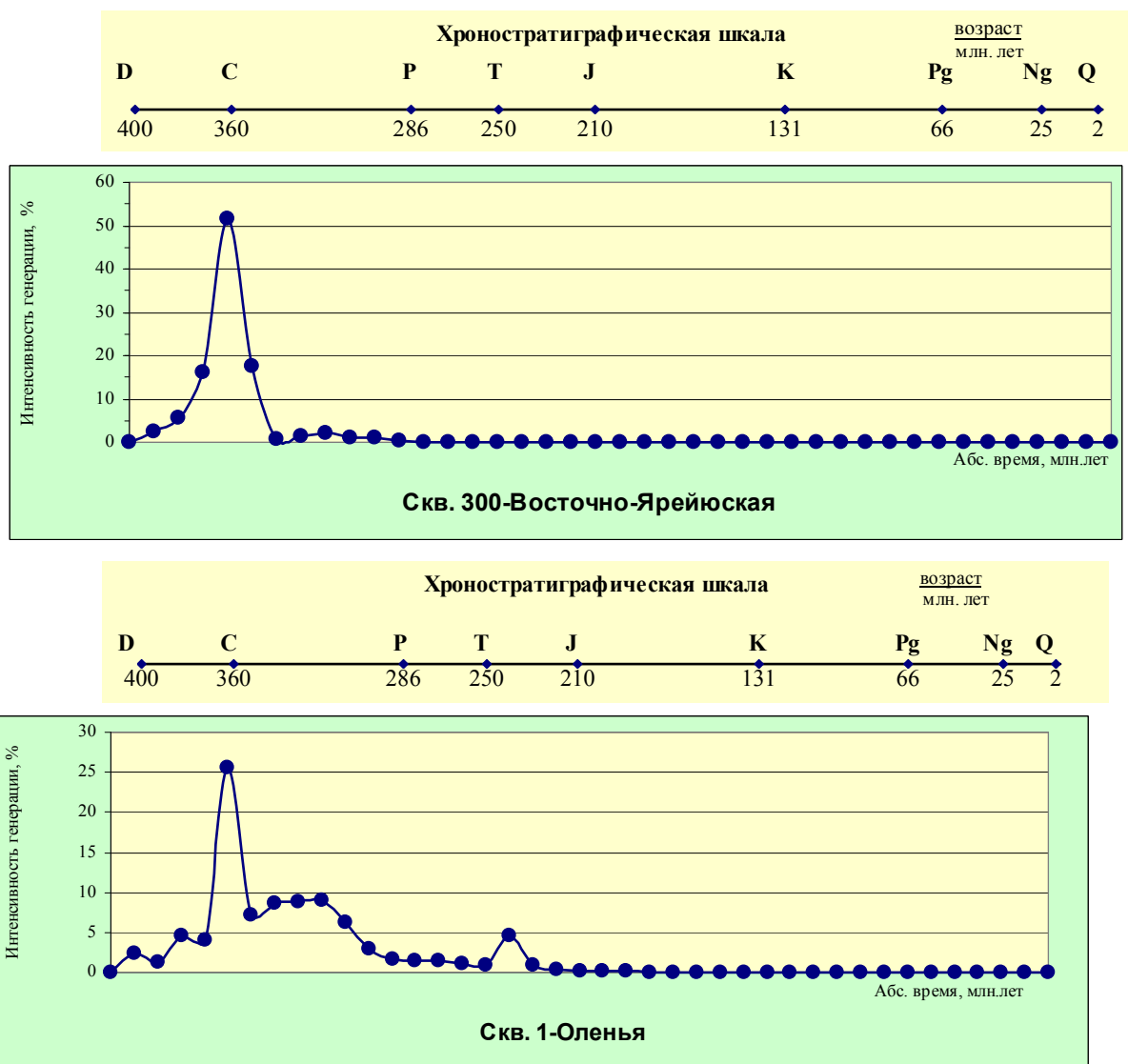


Рис. 2. Динамика генерации углеводородов из рассеянного органического вещества силурийских отложений на основе кинетической модели

$$Q_{ген\ T_i} = Q_{исх} \cdot k_{ген\ T_i} \quad (4)$$

где $Q_{ген\ T_i}$ – объем генерированных углеводородных продуктов за период T_i , $k_{ген\ T_i}$ – доля генерированных УВ от общей массы за стандартный период T_i , T_i – стандартный период генерации при определенной модели прогрева, $k_{ген\ T_i}$ определяется на основе экспериментально установленных кинетических параметров разложения ОВ методом ступенчатого термоллиза на основе принятой модели прогрева.

$$T_{ген/акк} = T_1 + T_2 + T_3 \quad (5)$$

где $T_{ген/акк}$ – суммарный период интенсивной генерации УВ, состоящий из стандартных периодов – T_1 , T_2 , T_3 , характеризующихся наибольшей долей генерированных УВ от полного объема и приходящийся на время существования сформированного района палеоаккумуляции в пределах единого комплекса.

$$Q_{ген}(T) = Q_{ген T1} + Q_{ген T2} + \dots + Q_{ген Ti} \quad (6)$$

где $Q_{ген}(T_{ген/акк})$ – объем генерированных УВ в периоды существования сформированного района палеоаккумуляции.

$$Q_{акк} = S_{акк} \cdot h_{ср} \cdot k_{пес} \cdot k_{п} \quad (7)$$

где $Q_{акк}$ – максимально возможный объем улавливания УВ в районе палеоаккумуляции, существующих к началу периодов максимальной генерации в районе развития НГМТ, $S_{акк}$ – площадь района палеоаккумуляции, $h_{ср}$ – средняя мощность толщи, содержащей проницаемые и эффективно поровые прослои, $k_{пес}$ – доля проницаемых и эффективно поровых пород, $k_{п}$ – коэффициент пористости.

Если площадь района аккумуляции меньше площади очага генерации:

$$k_{улавл} = S_{акк} / S_{нгмт} \quad (8a)$$

Если площадь очага генерации меньше площади района аккумуляции:

$$k_{улавл} = S_{нгмт} / S_{акк} \quad (8б)$$

где $k_{улавл}$ – соотношение площадей района палеоаккумуляции и очагов развития НГМТ.

$$Q_{тах/ген} = Q_{ген/акк} \cdot k_{улавл} \quad (9)$$

где $Q_{тах/ген}$ – максимально возможный объем генерированных и аккумулярованных УВ.

$$k_{пзнгн} = S_{пзнгн} / S_{акк} \quad (10)$$

где $k_{пзнгн}$ – соотношение площади района палеонефтегазонакопления к площади районов палеоаккумуляции.

$$Q_{тах пзнгн} = Q_{акк} \cdot k_{пзнгн} \quad (11)$$

где $Q_{тах пзнгн}$ – максимально возможный объем УВ в зоне палеонефтегазонакопления.

$$Q_{тах пзнгн} = Q_{тах/ген} \cdot k_{улавл} \quad (12)$$

При сравнении расчетов формул (11) и (12) и дальнейшем вычислении формулы (13) используется объем, принятый по методу наислабейшего звена, т.е. наименьший.

$$k_{сохр} = Q_{эт} / Q_{тах/ген} \cdot k_{улавл} \quad (13)$$

где $k_{сохр}$ – коэффициент сохранности (консервации) УВ за период от аккумуляции до современного, $Q_{эт}$ – сохранившийся и установленный объем УВ в эталонной зоне, определяемый по сумме всех выявленных скоплений в ловушках (запасы, локализованные ресурсы).

Для оценки ресурсов УВ в расчетной ЗНГН используется такая же, как и для эталонной, последовательность расчетов $Q_{тах пзнгн}$ по формулам 3-11.

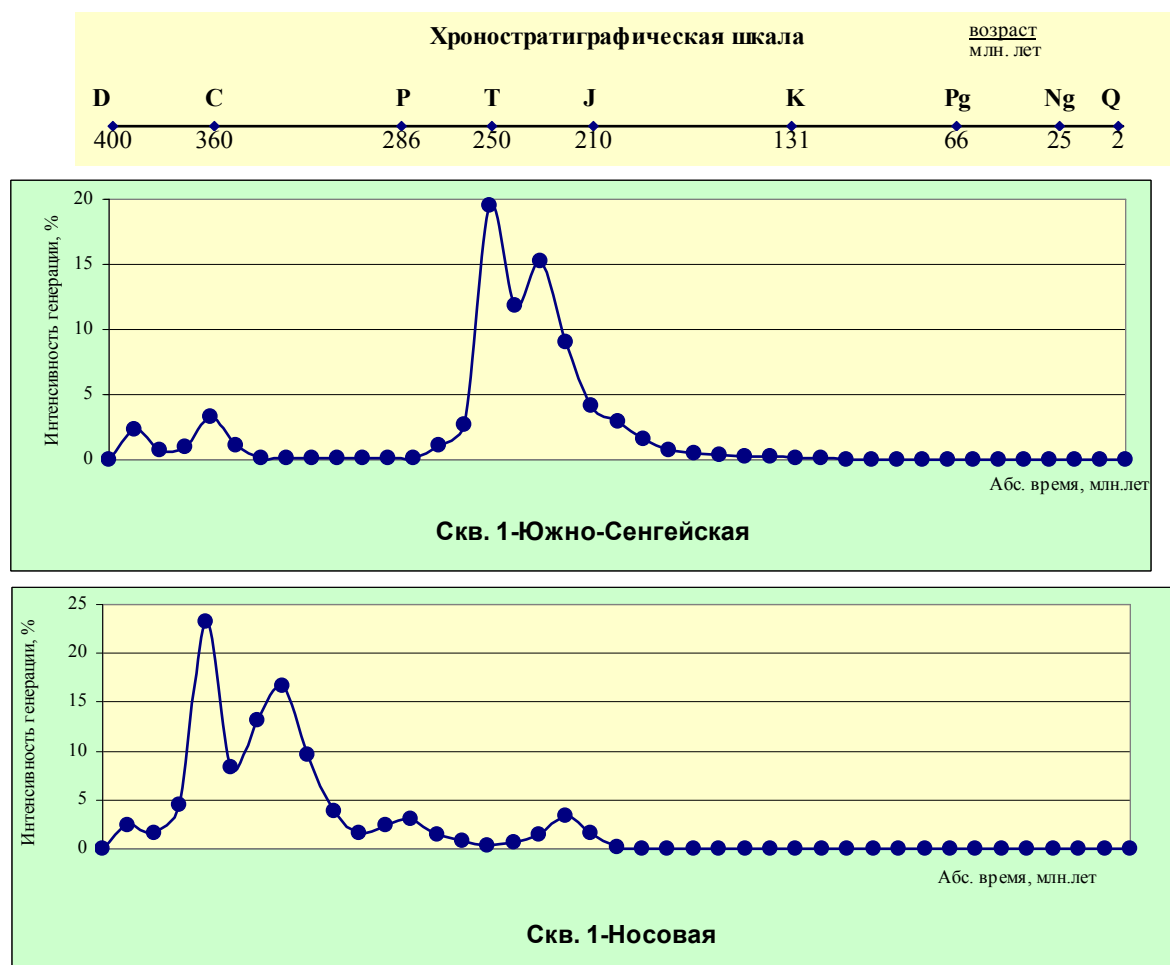


Рис. 3. Динамика генерации углеводородов из рассеянного органического вещества силурийских отложений на основе кинетической модели

Затем используется полученный из сравнения потенциала и реального накопленного объема по эталонной зоне $k_{\text{сохр}}$, а также проводится сравнение с установлением аналогий между эталонной и расчетной зонами по таким показателям, как возможности перетока из нижележащего комплекса и возможности рассеивания в силу отличий в истории погружений и воздыманий.

Коэффициент возможного перетока ($k_{\text{перетока}}$) (из нижележащего комплекса) устанавливается при сравнении эталонной и расчетной зон в случае существования НГМТ в комплексе ниже оцениваемого. Используется как понижающий или повышающий. Вариацию коэффициента предлагается принимать в соответствии с Методическими рекомендациями [Методическое руководство..., 2000] в пределах от 0,5 до 2.

Коэффициент рассеивания (при сравнении эталонной зоны и расчетной) ($k_{\text{рас}}$). Используется как понижающий, так и повышающий в случае разницы в воздымании (инверсии). Коэффициент может варьировать в пределах от 0,5 до 2.

$$Q_{расч} = Q_{max\ изгн\ расч} \cdot k_{улавл} \cdot k_{сохр} \cdot k_{перетока} \cdot k_{рас} \quad (14)$$

где $Q_{расч}$ - объем сохранившихся УВ в расчетной зоне нефтегазоаккумуляции.

Предлагаемый способ оценки потенциала ЗНГН апробирован при расчетах для трех основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Также для возможностей сравнения результатов приводятся данные о нефтегазовом потенциале, полученные на основе количественной оценки прогнозных ресурсов, по состоянию на 01.2004 г., на основе оценки ЗНГН [Прищепа, 2008а; Прищепа и др., 2009а], выполненной методом геологических аналогий (сравнением выявленных ЗНГН и перспективных по ограниченному количеству критериев нефтегазоносности и установлением аналогий) и оценок, полученных по предлагаемому комплексному способу, выполненному на основании данных по масштабам эмиграции в пределах зон аккумуляции.

В соответствии с подходом к выделению ЗНГН, разработанным в ФГУП «ВНИГРИ», полный ряд их развития и совокупности в Тимано-Печорской провинции включает (при имеющихся существенно обогащенных рассеянным ОВ нефтегазоматеринских толщах, по крайней мере, на трех уровнях - ниже и выше тиманско-саргаевского регионального флюидоупора, ниже и выше артинско-кунгурского регионального флюидоупора) следующие разновидности [Прищепа, Богацкий, Чумакова, 2011]:

- сформированные только под тиманско-саргаевским региональным флюидоупором за счет генерации из рассеянного ОВ додоманиковых НГМТ;
- сформированные только под артинско-кунгурским региональным флюидоупором за счет генерации из рассеянного ОВ среднефранско (семилукско)-артинских НГМТ;
- сформированные под тиманско-саргаевским и кунгурским флюидоупорами за счет генерации из рассеянного ОВ додоманиковых НГМТ;
- сформированные под тиманско-саргаевским и артинско-кунгурским флюидоупорами за счет генерации из рассеянного ОВ додоманиковых и среднефранско-(семилукско)-артинских НГМТ;
- сформированные под юрским зональным флюидоупором за счет генерации из рассеянного ОВ артинско-кунгурского НГМТ;
- сформированные под артинско-кунгурским региональным и юрским зональным флюидоупорами за счет генерации из рассеянного ОВ среднефранско (семилукско)-артинских НГМТ;
- сформированные под тиманско-саргаевским и артинско-кунгурским региональными и юрским зональным флюидоупорами за счет генерации из рассеянного ОВ додоманиковых

и среднефранско (семилукско)-артинских НГМТ;

- сформированные под тиманско-саргаевским и артинско-кунгурским региональными и юрским зональным флюидоупорами за счет генерации из рассеянного ОВ додоманиковых, среднефранско (семилукско)-артинских и артинско-кунгурских НГМТ.

Для апробации расчетов по комплексному способу использованы результаты подсчета масштабов эмиграции УВ для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, выполненные в ФГУП «ВНИГРИ» [Органическая геохимия..., 2008] для трех основных нефтегазоносных комплексов с учетом потенциала трёх основных НГМТ (табл. 2). Расчеты корректировались в соответствии с методом геологических аналогий за счет учета перераспределения и рассеивания первично аккумулярованных УВ при сравнении эталонных и расчетных ЗНГН.

Таблица 2

Масштабы эмиграции углеводородов в Тимано-Печорской провинции

[Прищепа, Баженова, Богацкий, 2011]

Возраст НГМГ	Площадь развития, тыс. км ²	Масштабы эмиграции		Отношение нефть/газ	Диапазон плотностей эмиграции		Средние плотности эмиграции	
		нефти, млрд. т	газа, трлн. м ³		нефти, млн. т/км ²	газа, млрд. м ³ /км ²	нефти, млн. т/км ²	газа, млрд. м ³ /км ²
S ₁₋₂ +D ₁	210,8	568,2	220,7	2,57	0,024–14,56	0,005–5,61	1,35	0,48
D _{3sm} –C _{1t}	189,4	410,5	114,8	3,60	0,033–7,89	0,01–2,46	1,38	0,43
P _{1ar} +P _{1k}	126,2	172,4	124,5	1,38	0,004–7,09	0,008–8,98	0,68	0,50
Итого		1151,1	460,0	2,5				

Наиболее значимой для Тимано-Печорской провинции является НГМТ силурийского возраста, что, по мнению одного из авторов расчетов плотности эмиграции - Т.К. Баженовой, объясняется наиболее высоким катагенезом ОВ, существенными мощностями НГМГ при весьма умеренных концентрациях C_{нк}. Доманиковая формация D₃–C₁ занимает относительно скромное место в связи с наименьшей площадью развития, хотя средняя плотность эмиграции жидких УВ у неё наибольшая. В то же время средняя плотность эмиграции (генерации) газа в D_{3sm}–C_{1t} наименьшая – в соответствии со свойствами доманикового альгозоогенного ОВ. «Чисто сапропелевые» НГМГ произвели нефти в среднем в 3 раза больше, чем газа, а в смешанном нижнепермском НГМГ отношение нефть/газ лишь немногим больше 1.

В табл. 3 представлены результаты сравнения оценки ресурсов, полученных тремя разными способами [Прищепа и др., 2009а; Прищепа, Богацкий, 2009; Прищепа, Баженова,

Богацкий, 2011]. В целом, необходимо отметить достаточно высокую сходимость результатов, полученных разными способами оценок.

Как следует из приведенных в табл. 3 данных, наибольшие разногласия в оценках получены при сравнении данных по фазовому составу, в первую очередь, по ордовикско-нижнедевонскому и по пермско-каменноугольному нефтегазоносным комплексам. При этом, при оценке по комплексному способу для ордовикско-нижнедевонского комплекса получены существенно большие значения, а для пермско-каменноугольного, наоборот, существенно меньшие. Не ставя под сомнение результаты такого наиболее часто применяемого для оценки прогнозных ресурсов УВ метода, как метод геологических аналогий, можно достаточно аргументировано обсуждать результаты прогноза фазового состава и возможностей сохранности скоплений газа. Применение комплексного способа оценки ЗНГН в Тимано-Печорской провинции и сравнение результатов с ранее выполненными свидетельствует либо о существенной недоизученности провинции по геохимическим данным в пермско-каменноугольной части разреза, либо о существенном завышении в оценках ресурсов УВ газовой составляющей для карбонатного пермско-каменноугольного комплекса и занижению для ордовикско-нижнедевонского.

При этом необходимо отметить, что комплексный способ оценки, также как и способ оценки ЗНГН методом аналогий применен для оценки только части перспективной территории, занятой ЗНГН. При этом площадь развития НГМТ соответствующих комплексов часто существенно больше площади ЗНГН, а площадь распространения отложений нефтегазоперспективного комплекса, в свою очередь, превосходит и те и другие (рис. 4, 5, 6). Характерной особенностью комплексного способа является возможность учета улавливания перераспределенных УВ комплексов, залегающих выше нескольких НГМТ.

В соответствии с многочисленными данными по биомаркерам нефти залежей в триасе, перми и карбоне тектонически активных районов Тимано-Печорской провинции часто обладают типичными признаками нефтей, образованных из верхнедевонских и среднедевонских НГМТ, а иногда и еще более глубокозалегающих силурийских НГМТ. Так, для пермско-каменноугольного комплекса в Тимано-Печорской провинции, выделенные ЗНГН занимают площадь чуть более 62 тыс. км². В то время как площадь развития НГМТ двух нижележащих комплексов варьирует от 189 до 210 тыс. км², при площади развития собственно отложений комплекса в газоперспективных районах, составляющей около 129 тыс. км².

Таблица 3

Сопоставление ресурсов углеводородов основных нефтегазоносных комплексов, оцененных методом геологических аналогий по расчетным участками зонам нефтегазонакопления, а также с применением комплексного способа оценки зон нефтегазонакопления

Оцениваемый НГК	Оценка по методу геологических аналогий								Оценка ЗНГН по комплексному способу									
	в пределах расчетных участков		по ЗНГН															
	Перспективная площадь, всего, тыс. км .кв.	НСР по оценке на 01.01.2004 г.	Перспективная площадь		НСР зон НГН, ВНИГРИ, 2006 г.	Перспективная площадь вне ЗНГН	Плотность НСР УВ, тыс. т у.т./км²		Объем генерированных и сохранных УВ в ЗНГН				Объем ресурсов в ЗНГН с учетом перераспределения					Плотность ресурсов УВ, тыс. т у.т./км²
			зон нефтегазонакопления, тыс. км².	доля площади ЗНГН от перспективной площади НГК			по оценке на 01.01.2004 г.	в ЗНГН	Средние плотности эмиграции	Объем эмигрированных УВ, млн.т/км	Средние значения Ксохр.	Объем генерированных УВ с учетом Ксохр	Коэффициент перетока	Объем генерированных и сохранных УВ с учетом перетока	Объем с учетом перераспределения за счет перетока	Коэффициент рассеивания	Остаточный объем ресурсов с учетом перераспределения	в ЗНГН по оценке на 01.01.2011г.
Сумма углеводородов																		
O2-D1	279,9	3974,9	73,8	26,4	3652,7	206,1	14,2	49,5		115982,3		8621,8		4310,9	4310,9		4278,1	58,0
D3dm-C1t	306,4	3557,1	96,9	31,6	3135,5	209,5	11,6	32,4		147292,4		9233,7		5540,2	5971,3		5913,1	61,0
C1v2-P1	297,1	5751,0	105,2	35,4	5587,8	191,8	19,4	53,1		94166,6		4396,2		4396,2	5566,0		4452,8	42,3
Итого	310,3	17223,7	199,4	64,3	15982,0	110,8	55,5	80,1		357441,3		22251,8		14247,3	15848,2		14644,0	73,4
Нефть																		
O2-D1	267,7	3346,1	73,8	27,6	3549,1	193,9	12,5	48,1	1,35	99563,9	0,08	7965,1	0,5	3982,6	3982,6	1	3982,6	54,0
D3dm-C1t	294,2	3093,0	91,1	31,0	2952,6	203,0	10,5	32,4	1,38	125758,0	0,07	8803,1	0,6	5281,8	5680,1	1	5680,1	62,3
C1v2-P1	279,3	3786,2	92,4	33,1	3985,6	186,9	13,6	43,1	0,68	62821,1	0,06	3769,3	1	3769,3	4871,8	0,8	3897,4	42,2
Итого	295,5	13486,1	181,7	61,5	13846,8	113,8	45,6	76,2		288143,0		20537,4		13033,7	14534,4		13560,1	74,6
Свободный газ																		
O2-D1	123,4	246,1	34,2	27,7	103,7	89,2	2,0	3,0	0,48	16418,4	0,04	656,7	0,5	328,4	328,4	0,9	295,5	8,6
D3dm-C1t	146,3	215,7	50,1	34,2	182,9	96,2	1,5	3,7	0,43	21534,4	0,02	430,7	0,6	258,4	291,2	0,8	233,0	4,7
C1v2-P1	129,0	1563,0	62,7	48,6	1602,2	66,3	12,1	25,6	0,5	31345,5	0,02	626,9	1	626,9	694,2	0,8	555,4	8,9
Итого	168,3	2302,9	101,2	60,1	2135,2	67,17	13,7	21,1		69298,3		1714,3		1213,7	1313,8		1083,9	10,7

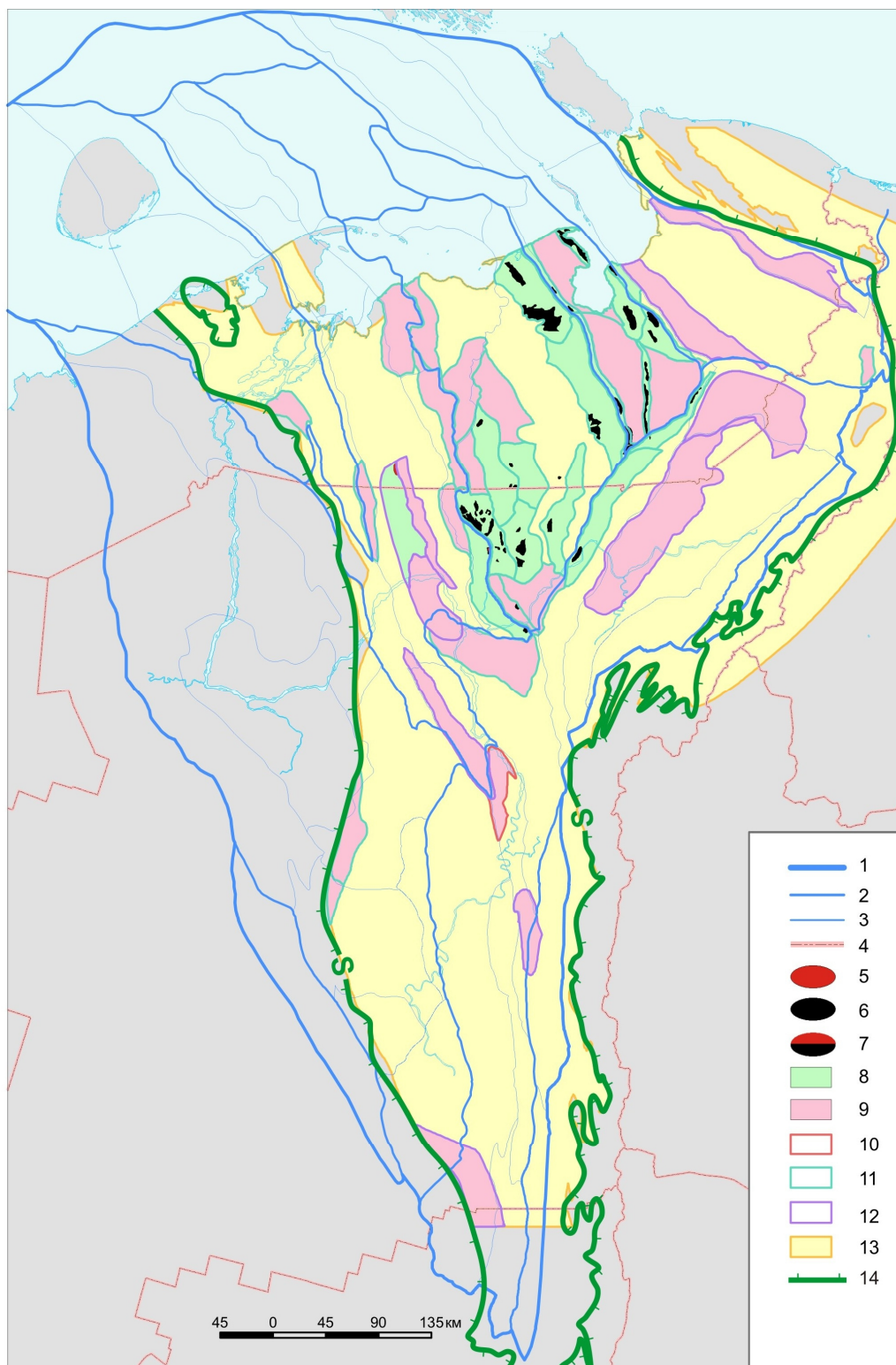


Рис. 4. Карта развития зон нефтегазонакопления среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного нефтегазонаосного комплекса

1-3 - границы нефтегазогеологического районирования: 1 - Тимано-Печорской НГП, 2 - НГО, 3 - НГР; 4 - границы субъектов РФ; 5-7 - месторождения: 5 - газовые, 6 - нефтяные, 7 - смешанные; 8-9 - ЗНГН: 8 - выявленные, 9 - перспективные; 10-12 - фазовый состав ЗНГН: 10 - газовые, 11 - нефтяные, 12 - смешанного состава; 13 - границы распространения комплекса; 14 - граница распространения нефтегазоматеринских толщ силурийского возраста.

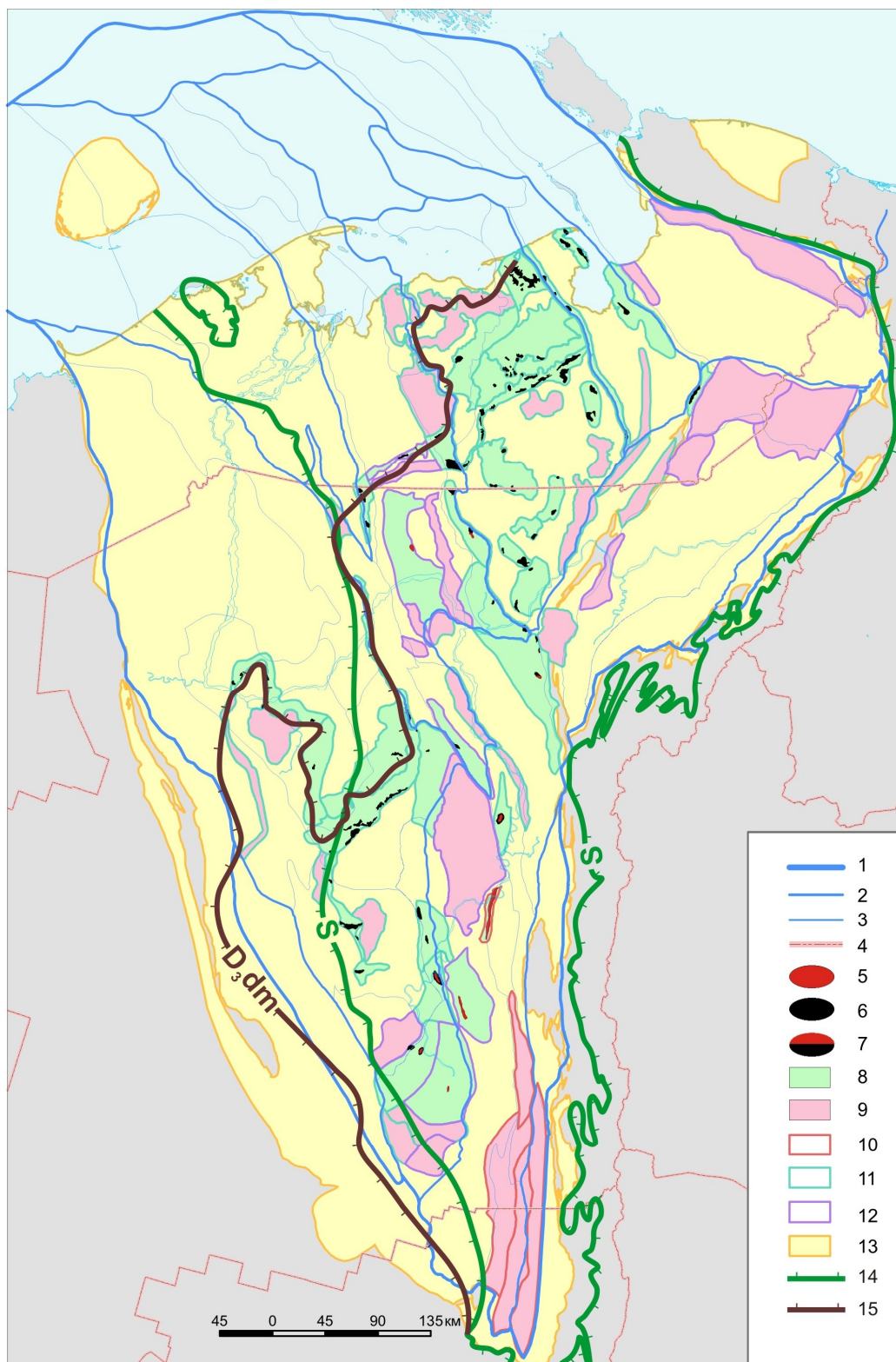


Рис. 5. Карта развития зон нефтегазоаккумуляции доманиково-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса

1-3 - границы нефтегазогеологического районирования: 1 - Тимано-Печорской НГП, 2 - НГО, 3 - НГР; 4 - границы субъектов РФ; 5-7 - месторождения: 5 - газовые, 6 - нефтяные, 7 - смешанные; 8-9 - ЗНГН: 8 - выявленные, 9 - перспективные; 10-12 - фазовый состав ЗНГН: 10 - газовые, 11 - нефтяные, 12 - смешанного состава; 13 - границы распространения комплекса; 14-15 - граница распространения нефтегазоматеринских толщ: 14 - силурийского возраста, 15 - доманиково-фаменского возраста.

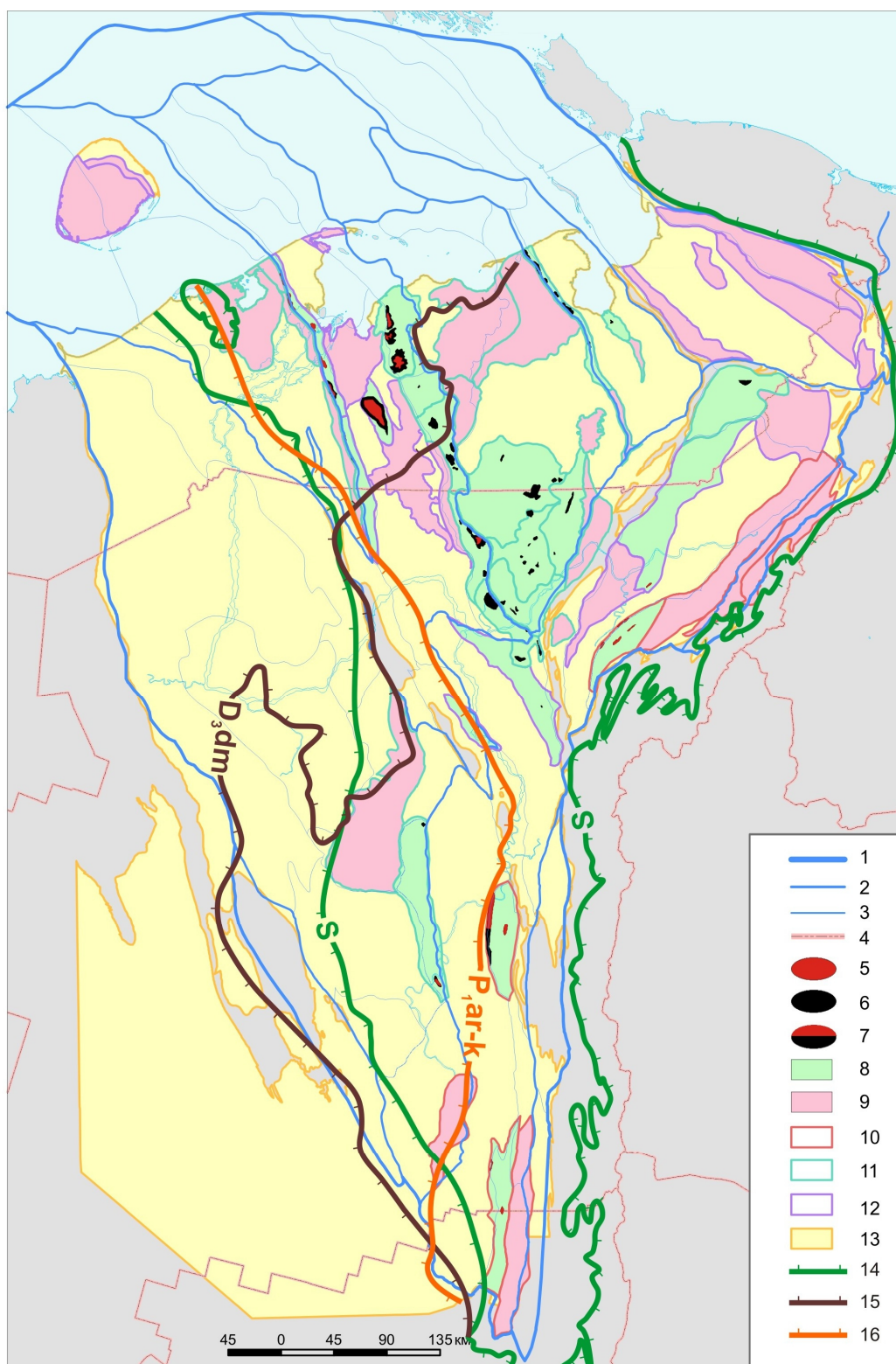


Рис. 6. Карта развития зон нефтегазоаккумуляции верхневизейско-нижнепермского карбонатного нефтегазоносного комплекса

1-3 - границы нефтегазогеологического районирования: 1 - Тимано-Печорской НГП, 2 - НГО, 3 - НГР; 4 - границы субъектов РФ; 5-7 - месторождения: 5 - газовые, 6 - нефтяные, 7 - смешанные; 8-9 - ЗНГН: 8 - выявленные, 9 - перспективные; 10-12 - фазовый состав ЗНГН: 10 - газовые, 11 - нефтяные, 12 - смешанного состава; 13 - границы распространения комплекса; 14-16 - граница распространения нефтегазоматеринских толщ: 14 - силурийского возраста, 15 - доманиково-фаменского возраста, 16 - артинско-кунгурского возраста.

Таким образом, предложенный комплексный способ, наряду с методом аналогий применительно к ЗНГН [Прищепа, 2008в; Прищепа, Богацкий, 2009] позволяет оценить концентрацию ресурсов в пределах не только значительной по площади перспективной территории (акватории) – осадочного бассейна, или его существенной части (объекты объемно-генетического метода подсчета), нефтегазоносной области, района (объекты оценки методом геологических аналогий через среднюю плотность), - но оценить зональный объект в разрезе осадочного чехла, ограниченного региональными флюидоупорами и являющегося предметом непосредственного внимания при проведении геологоразведочных работ.

Предложенный способ оценки ресурсов УВ зон нефтегазонакопления вполне может претендовать на роль самостоятельного и относительно независимого, а конечные результаты наряду с оценкой другими методами могут войти в состав критериев для принятия управленческих решений.

Литература

Лопатин Н.В. Историко-генетический анализ нефтеобразования с использованием модели равномерного непрерывного опускания нефтематеринского пласта // Изв. АН СССР. Серия геол., 1976. - № 8. - С. 93-101.

Лопатин Н.И., Меркулов О.И., Кириллова Н.П., Меркулова Н.М., Касаткина Е.А. Некоторые аспекты нефтегазообразования и нефтегазонакопления в палеозойских и мезозойских отложениях шельфа Баренцева и Печорского морей // Геология нефти и газа, 2011. - № 2. - С. 37-43.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 2000. - 189 с.

Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 1983. - 215 с.

Неручев С.Г. Общая количественная модель углеводородов, генерируемых органическим веществом пород, и месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа, 2010. - № 4. - С. 2-7.

Нефтеобразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова, И.А. Зеличенко, Н.П. Силина, Б.А. Лебедев, П.А. Трушков, С.Н. Белецкая, В.С. Соболев, В.К. Шиманский, В.М. Бекетов, Н.А. Галишев, А.И. Гинзбург, А.В. Жукова, З.Г. Каплан, Л.И. Климова, Г.В. Лебедева, Г.В. Маевская, В.А. Рудавская, Р.С. Сахибгареев, П.И. Сергеенок, И.Л. Соловьева, М.И. Сороко, Н.А. Тарасенко, Е.М. Файзуллина, В.А. Федорова, А.И. Шапиро - Л.: Недра, 1986. - 247 с.

Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева, А.И. Шапиро, Л.А. Яковлева (Гембицкая), Л.И. Климова. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. - 164 с.

Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. - СПб.: Недра, 2006. - 364 с.

Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008а. - Т.3 – №2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

Прищепа О.М. Подходы к выделению зон нефтегазонакопления, обеспечивающие эффективное проведение геологоразведочных работ // Эволюция взглядов на геологию и нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции. - Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 70-летию ГУП РК ТП НИЦ. – Ухта, 2008б. - С. 15-21.

Прищепа О.М. Новые подходы к выделению зон нефтегазоаккумуляции // Теория и практика нефтегеологического прогноза. - Сб. статей под редакцией О.М. Прищепы, Ю.Н. Григоренко. - СПб.: ВНИГРИ, 2008в. - С. 77-99.

Прищепа О.М. Прогноз и изучение зон нефтегазоаккумуляции в последовательном геологоразведочном процессе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/3/13_2009.pdf

Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную Печороморскую) часть // Геология и геофизика, 2011. - № 8. - С. 1129-1150.

Прищепа О.М., Богацкий В.И. Нефтегазовый потенциал акваториальной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. - № 6. - С. 2-9.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В., Костыгова П.К. Прогноз нефтегазоносности области северного замыкания Тимано-Печорского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009а. - Т.4. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/36_2009.pdf

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В. Зоны нефтегазоаккумуляции Припайхойско-Приновоземельской нефтегазоносной области и первоочередные направления геолого-поисковых работ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011. - № 2. - С. 4-19.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В., Орлова Л.А. Перспективы нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009б. - Т.4. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/46_2009.pdf

Прищепа О.М., Шиманский В.К., Смирнов С.В. Определение масштабов генерации углеводородов в северной части суши Тимано-Печорской провинции и на акватории моря // Эволюция взглядов на геологию и нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции. - Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 70-летию ГУП РК ТП НИЦ. - Ухта: 2008. - С. 28-32.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. - М.: Мир, 1981. - 501 с.

Шиманский В.К. Исследование динамики генерации углеводородов в процессе катагенеза ОВ пород // Исследование нефтегазогенерационных характеристик органического вещества пород термическими методами. - Сборник научных трудов. - Л., ВНИГРИ, 1988. - С. 6-22.

Shimansky V.K., Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Prischepa O.M., Smirnov S.V. Geochemical modelling of Timan-Pechora oil and gas basin on the basis of balance and kinetic models // Petroleum Exploration and Production in Timan-Pechora Basin and Barents Sea. - Collected reports of International Conference August 15-17, 1994: St. Petersburg, Russia, VNIGRI. - P. 128-135.

Shimansky V.K., Prischepa O.M., Smirnov S.V. Experimental Kinetic Model of the Oil, and Gas Generation in the Timan-Pechora Basin / Abstracts: AAPG International Conference and Exhibition. August 2-5, 1992, Sydney, N.S.W.

Tissot B. and Espitalie J. (1975). L'evolution thermique de la matiere organique des sediments: application d'une simulation mathematique, Inst. Francais Petrole Rev., 30, 743-778.

Prischepa O.M.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

INTEGRATED METHOD OF OIL AND GAS QUANTITATIVE EVALUATION IN PETROLEUM ACCUMULATION ZONES

An integrated method of quantitative evaluation of hydrocarbon resources within oil and gas accumulation zones are presented according to approaches established in VNIGRI.

The method is based on the most reliable results of separate counting of hydrocarbons, emigrated from oil and gas source suites (using balance model); applying method of weakest link and kinetic models for evaluation the volume of accumulated hydrocarbons; and using the method of geological analogy when comparing reference (with identified deposits) and evaluated zones within a hydrodynamically isolated section.

Integrated method was tested in the Timan-Pechora oil and gas province for three major complexes. Significant differences, especially in phase composition, are identified for the Upper-Visean and Lower Artinskian complex, in spite of similar results for Ordovician-Lower Devonian and Domanic-Tournaisian oil and gas complexes.

The method of resource evaluation is considered to be relatively independent, and the final results can be used in decision-making.

Key words: oil and gas accumulation zone, oil and gas quantitative evaluation, oil and gas resources, integrated method of hydrocarbon evaluation.

References

Lopatin N.V. Istoriko-genetiĭeskij analiz nefteobrazovaniâ s ispol'zovaniem modeli ravnomernogo nepreryvnogo opuskaniâ neftematerinskogo plasta // Izv. AN SSSR. Seriâ geol., 1976. - # 8. - S. 93-101.

Lopatin N.I., Merkulov O.I., Kirillova N.P., Merkulova N.M., Kasatkina E.A. Nekotorye aspekty neftegazoobrazovaniâ i neftegazonakopleniâ v paleozojskikh i mezozojskikh otlozeniâh ŗel'fa Barenceva i Peĭorskogo morej // Geologiâ nefti i gaza, 2011. - # 2. - S. 37-43.

Metodiĭeskoe rukovodstvo po koliĭestvennoj i ĕkonomiĭskoj ocenke prognoznyh resursov nefti, gaza i kondensata. – M.: VNIGNI, 2000. - 189 s.

Metodiĭskie ukazaniâ po koliĭestvennoj ocenke prognoznyh resursov nefti, gaza i kondensata. – M.: VNIGNI, 1983.- 215 s.

Neruĕev S.G. Obŗaâ koliĭestvennaâ model' uglevodorodov, generiruemyh organiĕskim veŗestvom porod, i mestoroŗdenij nefti i gaza // Geologiâ nefti i gaza, 2010. - # 4. - S. 2-7.

Nefteobrazovanie v otlozeniâh domanikovogo tipa / S.G. Neruĕev, E.A. Rogozina, G.M. Parparova, I.A. Zeliĕenko, N.P. Silina, B.A. Lebedev, P.A. Truŗkov, S.N. Beleĕkaâ, V.S. Sobolev, V.K. Ŗimanskij, V.M. Beketov, N.A. Galiŗev, A.I. Ginzburg, A.V. Ŗukova, Z.G. Kaplan, L.I. Klimova, G.V. Lebedeva, G.V. Maevskaâ, V.A. Rudavskaâ, R.S. Sahibgareev, P.I. Sergeenok, I.L. Solov'eva, M.I. Soroko, N.A. Tarasenko, E.M. Fajzullina, V.A. Fedorova, A.I. Ŗapiro - L.: Nedra, 1986. - 247 s.

Organiĕskaâ geohimiâ Timano-Peĭorskogo bassejna / T.K. Baŗenova, V.K. Ŗimanskij, V.F. Vasil'eva, A.I. Ŗapiro, L.A. Âkovleva (Gembickaâ), L.I. Klimova. - SPb.: VNIGRI, 2008. - 164 s.

Ocenka potencial'nyh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniâ processov ih generacii, migracii i akkumulâcii / S.G. Neruĕev, T.K. Baŗenova, S.V. Smirnov, O.A. Andreeva, L.I. Klimova. - SPb.: Nedra, 2006. – 364 s.

Priŗepa O.M. Zony neftegazonakopleniâ – metodiĕskie podhody k ih vydeleniû, obespeĕivaûŗie sovremennoe reŗenie zadaĕ otrasli // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. – 2008a. - T.3 – #2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

Prišepa O.M. Podhody k vydeleniû zon neftegazonakopleniâ, obespečivaûšie èffektivnoe provedenie geologorazvedočnyh rabot // Èvolûciâ vzglâdov na geologiû i neftegazonosnost' Timano-Pečorskoj provincii. - Materialy ûbilejnoj naučno-praktičeskoj konferencii, posvâšennoj 70-letiu GUP RK TP NIC. – Uhta, 2008b. - S. 15-21.

Prišepa O.M. Novye podhody k vydeleniû zon neftegazonakopleniâ // Teoriâ i praktika neftegeologičeskogo prognoza. - Sb. statej pod redakciej O.M. Prišepy, Ŭ.N. Grigorenko. - SPb.: VNIGRI, 2008v. - S. 77-99.

Prišepa O.M. Prognoz i izučenie zon neftegazonakopleniâ v posledovatel'nom geologorazvedočnom processe // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. - 2009. - T.4. - #1. - http://www.ngtp.ru/rub/3/13_2009.pdf

Prišepa O.M., Baženova T.K., Bogackij V.I. Neftegazonosnye sistemy Timano-Pečorskogo osadočnogo bassejna (vklûčaa akvatorial'nuû Pečoromorskuû) čast' // Geologiâ i geofizika, 2011. - # 8. - S. 1129-1150.

Prišepa O.M., Bogackij V.I. Neftegazovyj potencial akvatorial'noj časti Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2009. - # 6. - S. 2-9.

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Orlova L.A., Čumakova O.V., Kostygova P.K. Prognoz neftegazonosnosti oblasti severnogo zamykaniâ Timano-Pečorskogo osadočnogo bassejna // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. – 2009a. - T.4. - #3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/36_2009.pdf

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Čumakova O.V. Zony neftegazonakopleniâ Pripajhojsko-Prinovozemel'skoj neftegazonosnoj oblasti i pervoočerednye napravleniâ geologo-poiskovyh rabot // Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2011. - # 2. - S. 4-19.

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Čumakova O.V., Orlova L.A. Perspektivy neftegazonosnosti Malozemel'sko-Kolguevskoj neftegazonosnoj oblasti // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. – 2009b. - T.4. - #4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/46_2009.pdf

Prišepa O.M., Šimanskij V.K., Smirnov S.V. Opredelenie masštabov generacii uglevodorodov v severnoj časti suši Timano-Pečorskoj provincii i na akvatorii morâ // Èvolûciâ vzglâdov na geologiû i neftegazonosnost' Timano-Pečorskoj provincii. - Materialy ûbilejnoj naučno-praktičeskoj konferencii, posvâšennoj 70-letiu GUP RK TP NIC. – Uhta: 2008. - S. 28-32.

Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nefti. Per. s angl. - M.: Mir, 1981. - 501 s.

Šimanskij V.K. Issledovanie dinamiki generacii uglevodorodov v processe katageneza OV porod // Issledovanie neftegazogeneracionnyh harakteristik organičeskogo vešestva porod termičeskimi metodami. - Sbornik naučnyh trudov. – L., VNIGRI, 1988. - S. 6-22.

Shimansky V.K., Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Prischepa O.M., Smirnov S.V. Geochemical modelling of Timan-Pechora oil and gas basin on the basis of balance and kinetic models // Petroleum Exploration and Production in Timan-Pechora Basin and Barents Sea. - Collected reports of International Conference August 15-17, 1994: St. Petersburg, Russia, VNIGRI. - P. 128-135.

Shimansky V.K., Prischepa O.M., Smirnov S.V. Experimental Kinetic Model of the Oil, and Gas Generation in the Timan-Pechora Basin / Abstracts: AAPG International Conference and Exhibition. August 2-5, 1992, Sydney, N.S.W.

Tissot B. and Espitalie J. (1975). L'evolution thermique de la matiere organique des sediments: application d'une simulation mathematique, Inst. Francais Petrole Rev., 30, 743-778.