

**2013**

**Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации  
Федеральное агентство по недропользованию  
Всероссийский нефтяной научно-исследовательский  
геологоразведочный институт (ФГУП «ВНИГРИ»)**



## **Методические аспекты количественной оценки ресурсов УС: подходы к оценке зон нефтегазонакопления малоизученных районов**

**Прищепа О.М., Баженова Т.К., Подольский Ю.В., Жарков А.М.,**

**Всероссийское совещание  
«Методические проблемы геологоразведочных и научно-  
исследовательских работ в нефтегазовой отрасли»  
17 октября 2013 г.**

Геолого-геофизическая изученность даже в пределах единых провинций существенно различается.

Так, в Тимано-Печорской провинции по плотности сейсморазведки 2D периферийные районы провинции изучены в 20-50 хуже чем центральные районы.

Тоже самое можно сказать и об изученности глубоким бурением.

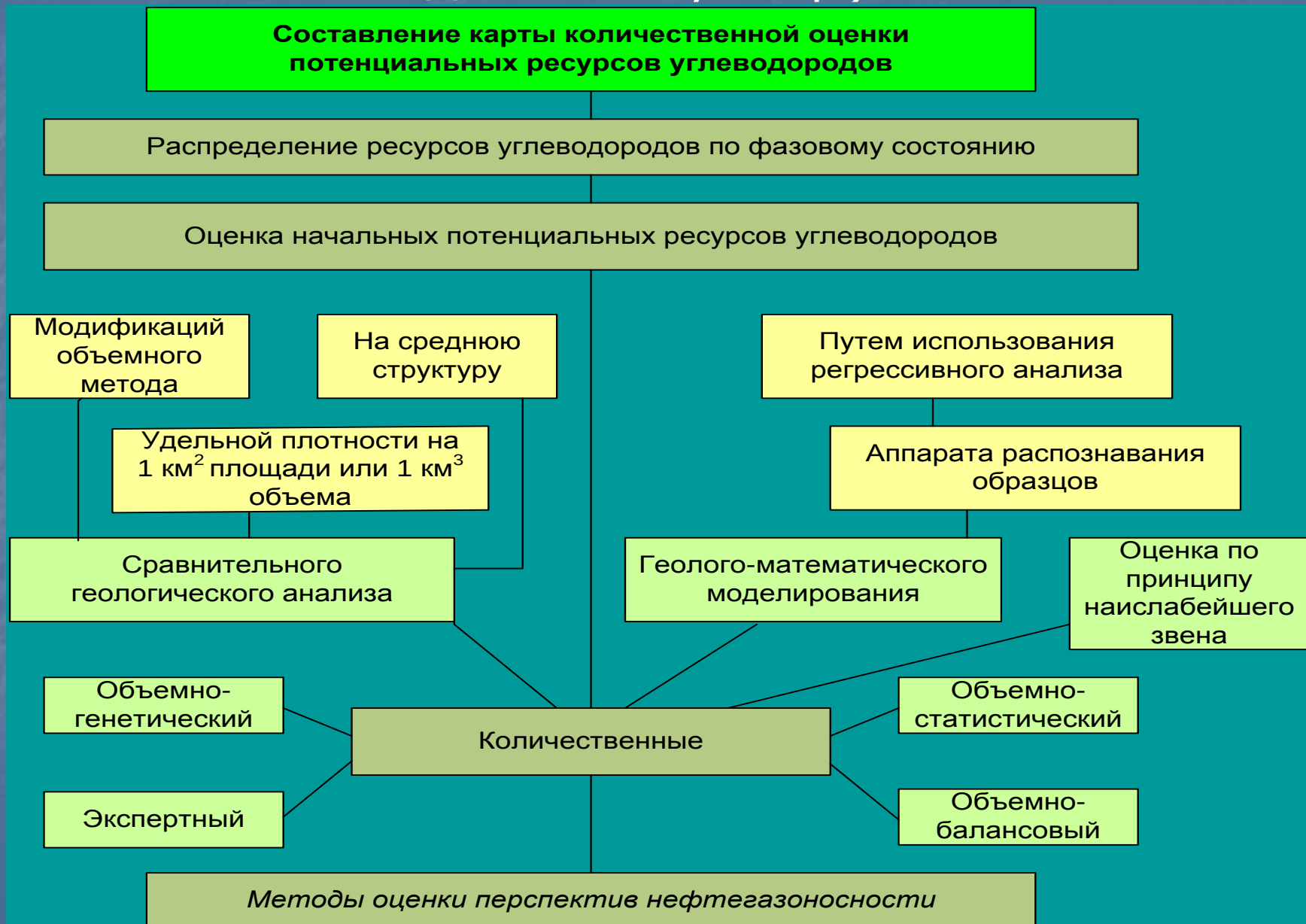
К одним из важных аспектов количественной оценки ресурсов малоизученных районов является для применимости метода аналогий возможность сравнения (наличие связей с эталоном с более-менее схожими геологическими условиями) с изученными районами, а для объемно-генетического - возможность установления коэффициентов аккумуляции и концентрации.

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:

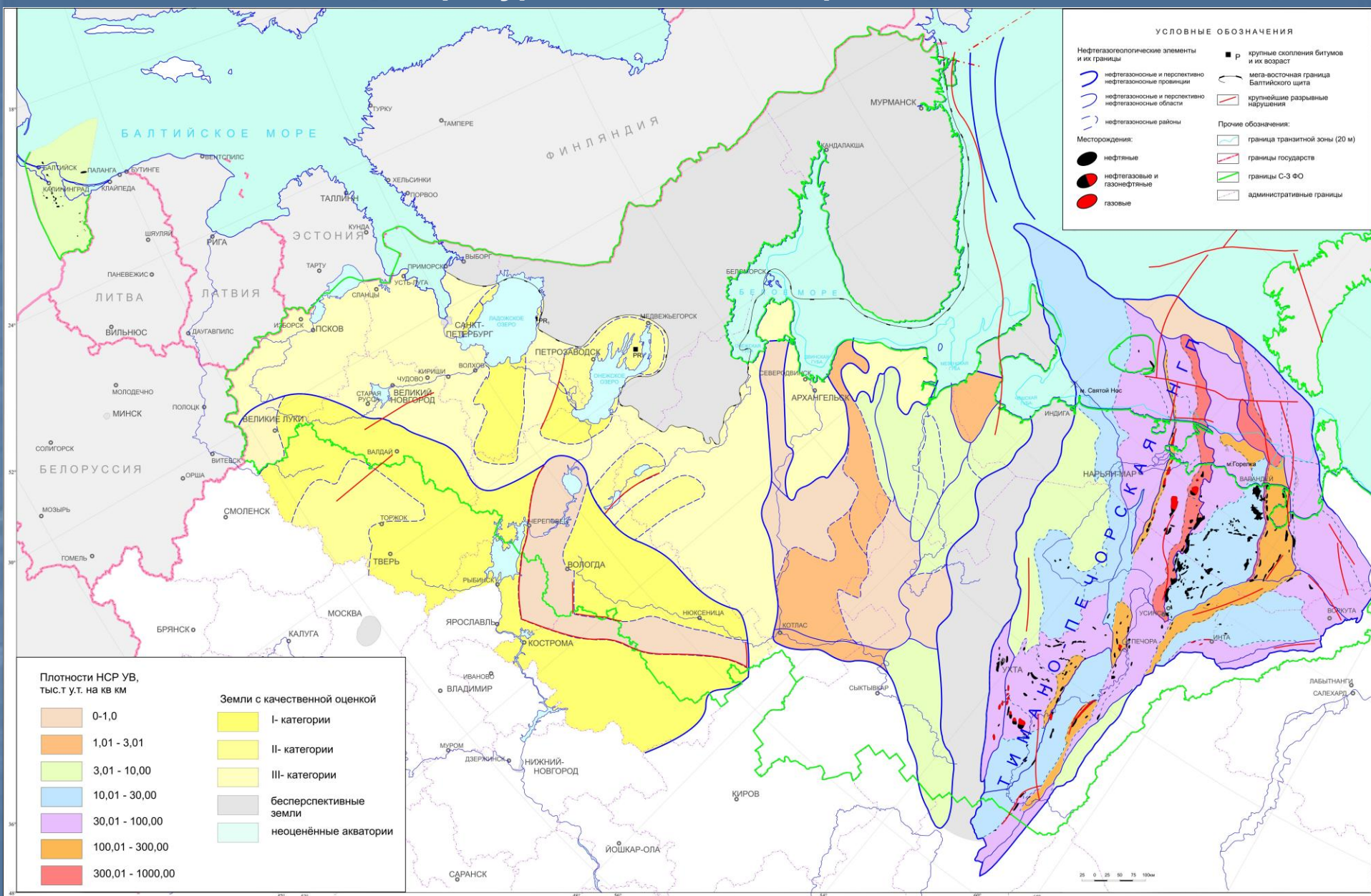
- установления зависимостей между концентрацией запасов и геологическими, геофизическими, геохимическими и пр. параметрами;
- установления зависимостей между показателями динамики открытий и движения запасов и объемными показателями геологоразведочных работ;
- экспертных оценок.

# Методы оценки ресурсов (по Буялову Н.И., В.Д.Наливкину и др.)



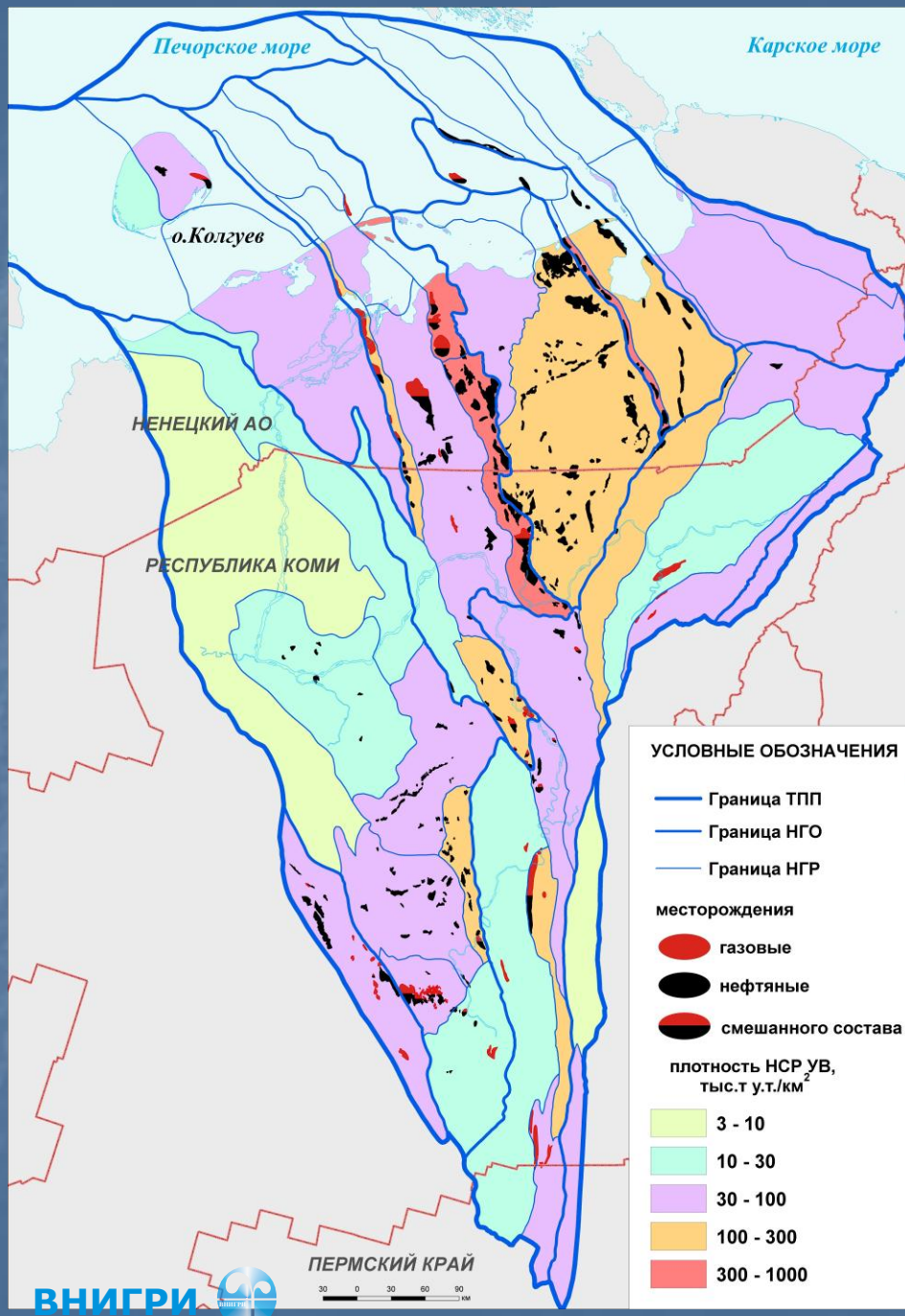


# Плотности ресурсов УВ НГП северо-запада России



# Карта плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов Тимано-Печорской НГП

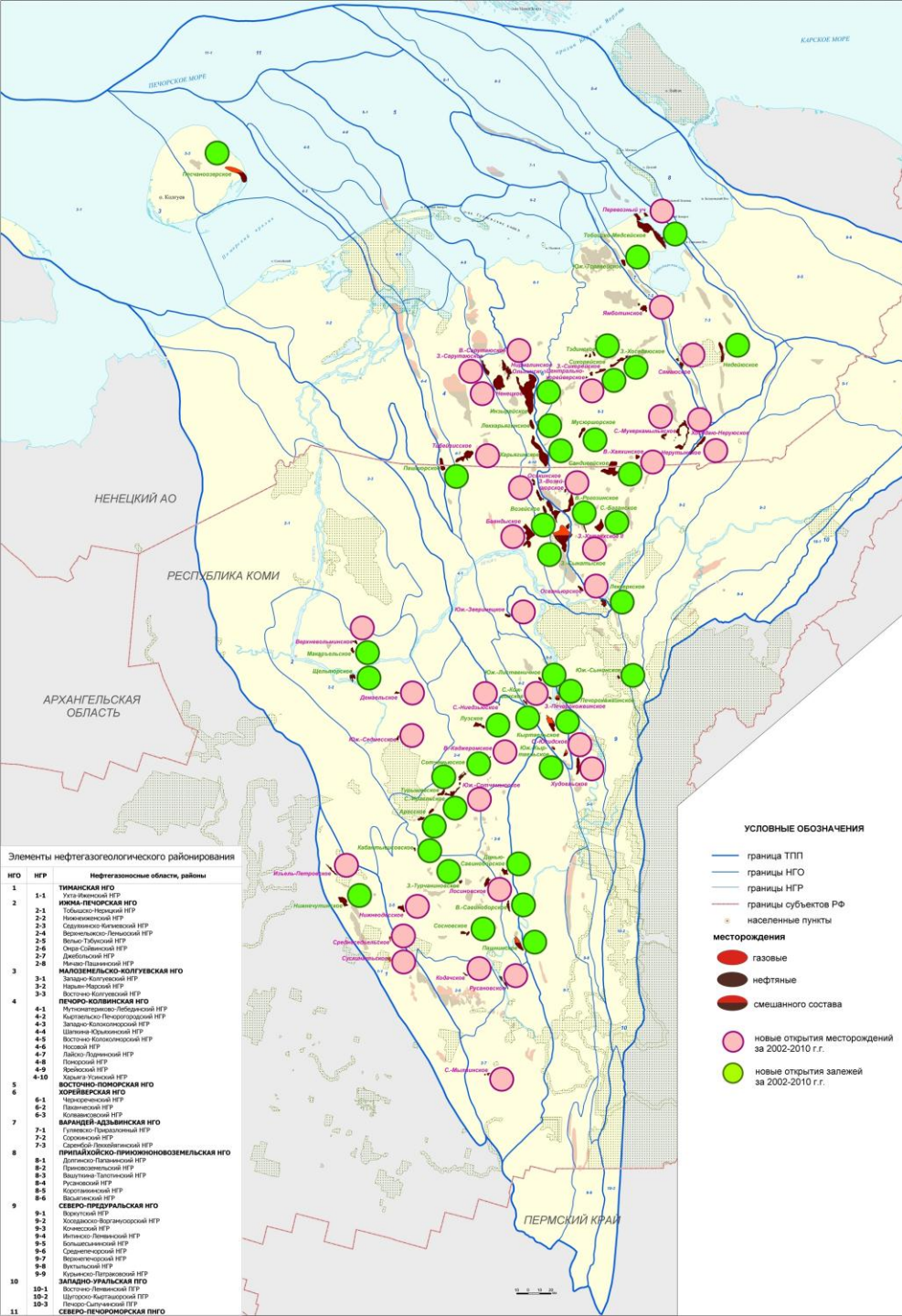
На более чем 50% перспективной, но малоизученной территории ТПП промышленная нефтегазоносность не установлена. Оценки выполнены методом аналогий. Приняты внешние эталоны (за пределами НГО).



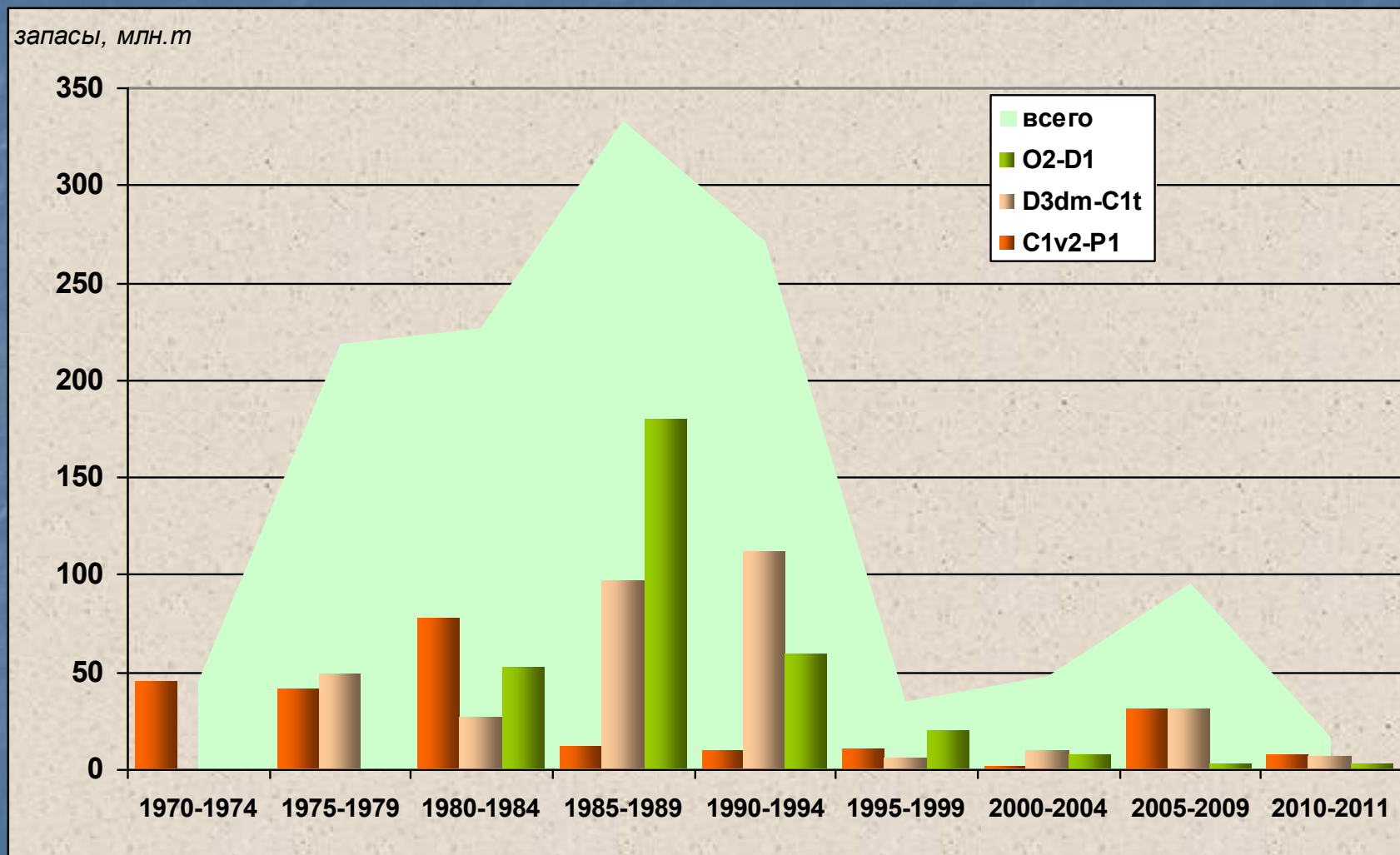


Новые открытия в ТПП за  
период  
2002-2012 гг. сделаны  
только в ранее хорошо  
изученных районах

Малоизученные районы  
являются часто более  
сложпостроенными с  
геологической точки  
зрения, по некоторым  
комплексам не имеют  
аналогов.  
Характеризуются крайне  
низкой изученностью



# Новые открытия связаны как с доизучением ранее нецелевых комплексов в "старых" районах, так и с вовлечением в изучение новых районов



**Выявление нового целевого нижнедевонского НГК в середине 80-х годов привело к целой группе значимых новых открытий в НАО**

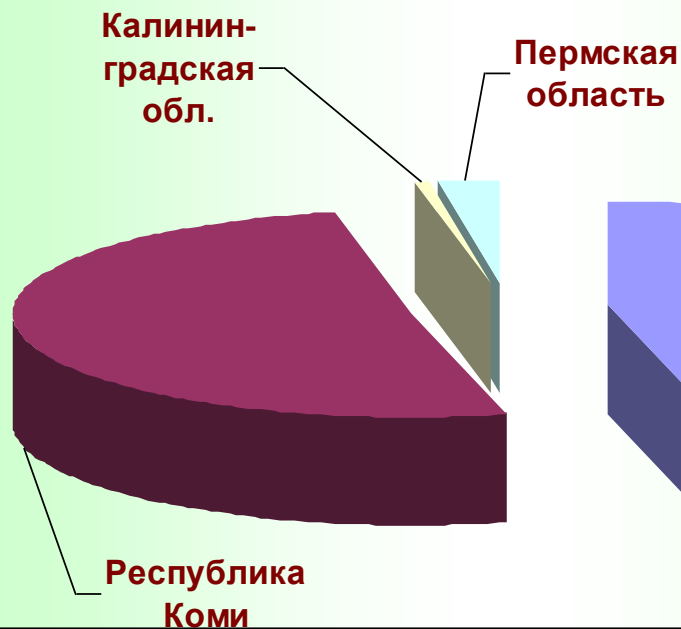


# Доля ресурсов нефти и газа, приуроченных к малоизученным районам Тимано-Печорской провинции весьма значительна (оценка на 01.01.2012 г.)

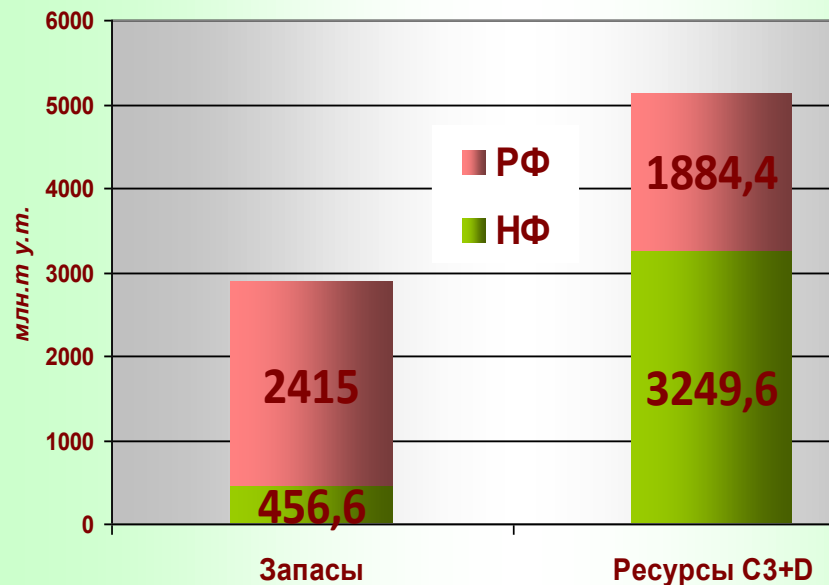
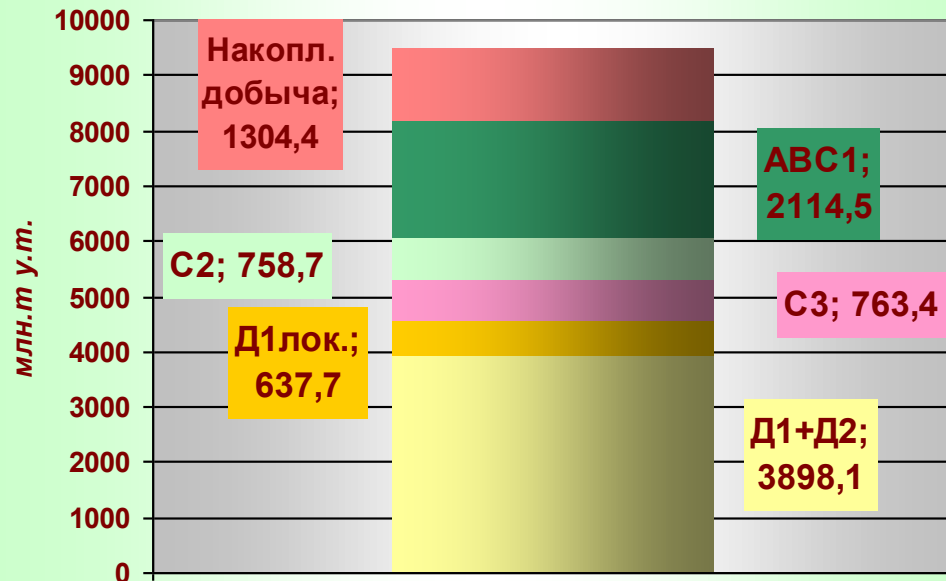


# Ресурсная база

## НСР УВ СЗФО



## Структура НСР УВ СЗФО



## Основные причины уточнения НСР

1. *Увеличение извлекаемых ресурсов нефти - следствие увеличения КИН эталонов*

| на 01.01.2002 г. | на 01.01.2011 г. | <b>увеличение на 10%</b> |
|------------------|------------------|--------------------------|
| <b>0,310</b>     | <b>0,341</b>     |                          |

2. *Увеличение перспективной площади по НГК*

|                     | На<br>01.01.2002 | На<br>01.01.2009 | Увеличение<br>площади   |           |
|---------------------|------------------|------------------|-------------------------|-----------|
|                     |                  |                  | тыс.<br>км <sup>2</sup> | %         |
| <b>Т НГК</b>        | <b>110,4</b>     | <b>172,4</b>     | <b>62,0</b>             | <b>56</b> |
| <b>P2-3 НГК</b>     | <b>210,0</b>     | <b>237,4</b>     | <b>27,4</b>             | <b>13</b> |
| <b>P1ar+k НГК</b>   | <b>123,5</b>     | <b>140,8</b>     | <b>17,3</b>             | <b>14</b> |
| <b>C1v2-P1 НГК</b>  | <b>275,9</b>     | <b>283,9</b>     | <b>8,0</b>              | <b>3</b>  |
| <b>D3dm-C1t НГК</b> | <b>289,4</b>     | <b>325,4</b>     | <b>36,0</b>             | <b>12</b> |
| <b>D2-D3jr НГПК</b> | <b>87,2</b>      | <b>108,9</b>     | <b>21,6</b>             | <b>25</b> |
| <b>O2-S2 НГПК</b>   | <b>189,0</b>     | <b>205,6</b>     | <b>16,6</b>             | <b>9</b>  |
| <b>O1-2 ПНГК</b>    |                  | <b>58,6</b>      |                         |           |

*площадь оценки по базовым НГК увеличилась от 12 до 25%*

*площадь перспективных на газ земель по C1v2-P1 НГК увеличилась на 20%*



Задачи прогноза решаются 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.

Применение метода геологических 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.

Отметим одну особенность, оценка по методу аналогий для отдельных НГК ведется в горизонтальном срезе. При этом устанавливаются зависимости вертикальных связей (с очагами генерации, путями миграции, оценкой возможности сохранности и т.д.).

**По сути для малоизученных районов количественная оценка превращается в экспертную (за счет сравнения многочисленных параметров, многие из которых не являются количественными).**

# Объемно-генетический метод

$$Q_p^n = \frac{\eta \times H \times OB \times \beta x b \times K^{н}_{эм} \times K^{н}_{акк} \times 10^6}{1 - K^{н}_{эм}} \times S$$

$\eta$  - плотность пород

$H$  - суммарная мощность НГМТ

$OB$  - средневзвешенное значение концентрации  $OB$

$\beta x b$  - средняя величина битумоидного коэффициента в весовых долях от  $OB$

$K^{н}_{эм}$  - коэффициент эмиграции нефти

$K^{н}_{акк}$  - коэффициент аккумуляции нефти

## Необходимые материалы

Литолого-фациальные карты

Карты мощностей НГМТ

Карты содержания битумоидов в НГМТ

Карты максимальных глубин погружения НГМТ и катагенетических изменений  $OB$

Графики закономерности изменения состава ( $C$ ,  $H$ ,  $УВ$ ) битумоидов с глубиной

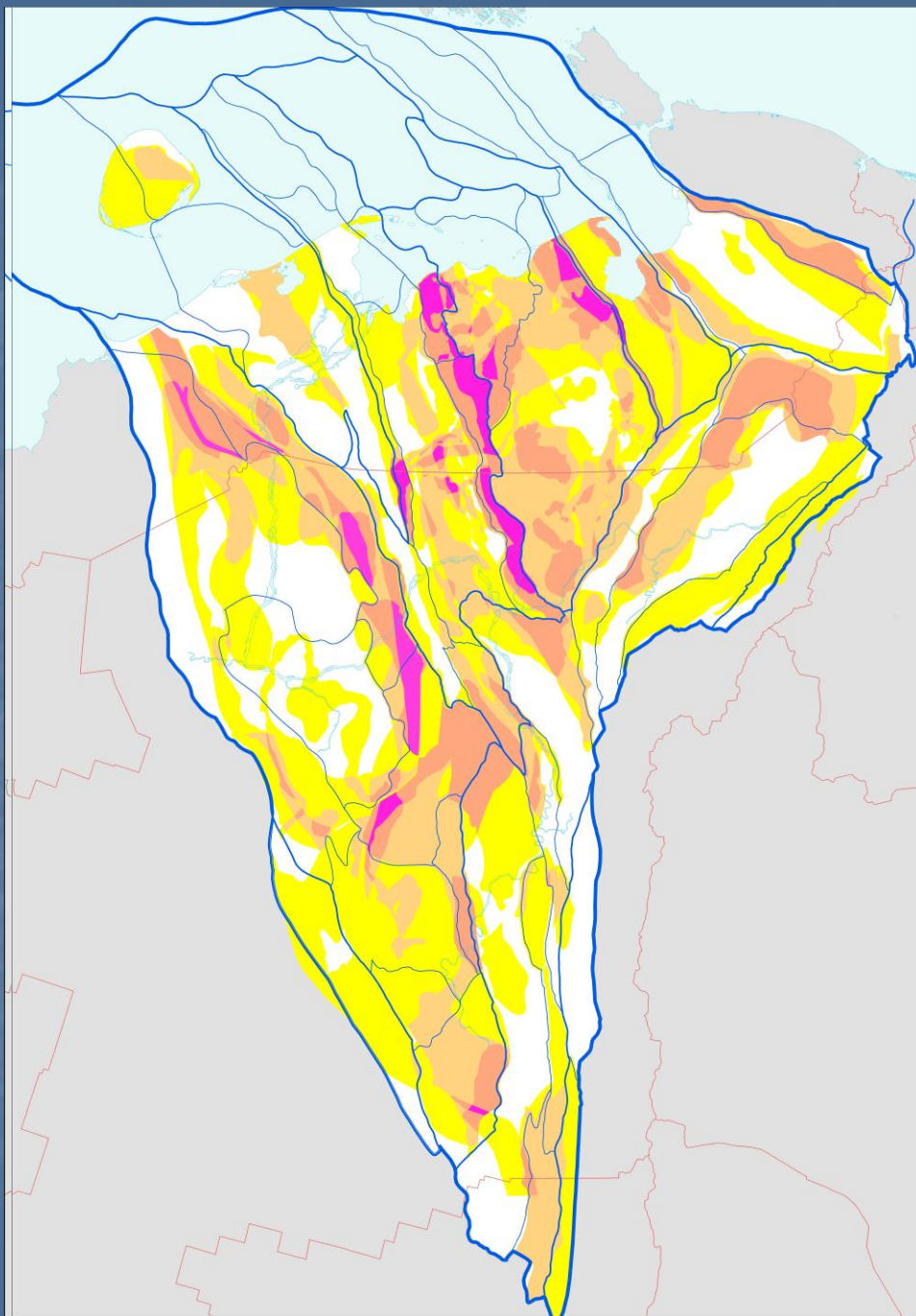


Одним из методов решения задачи выделения значимых перспективных участков за счет применения количественной оценки ресурсов УВ является комплексный метод оценки зон нефтегазонакопления, апробированный на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Идея о выделении зон нефтегазонакопления (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

Разработаны критерии  
выделения зон  
нефтегазонакопления и  
выделены в пределах всех  
перспективных комплексов  
зоны нефтегазонакопления

Схема  
совмещенных контуров ЗНГН  
разных комплексов



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

 развитие зоны  
в пределах одного НГК

Совмещение в плане ЗНГН:

 двух НГК

 трех НГК

 четырёх НГК



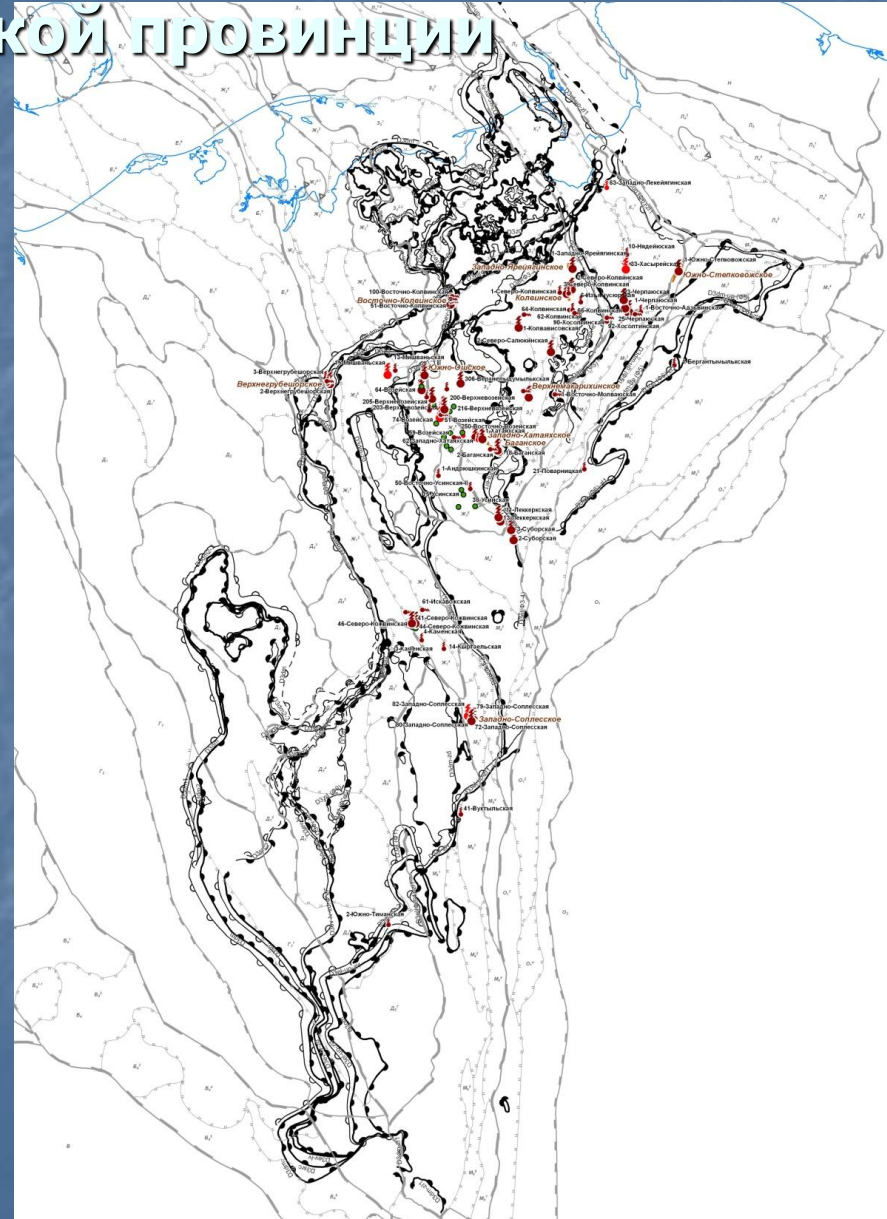
# Доманикоидная формация – самостоятельный объект поиска залежей УВ в Тимано-Печорской провинции

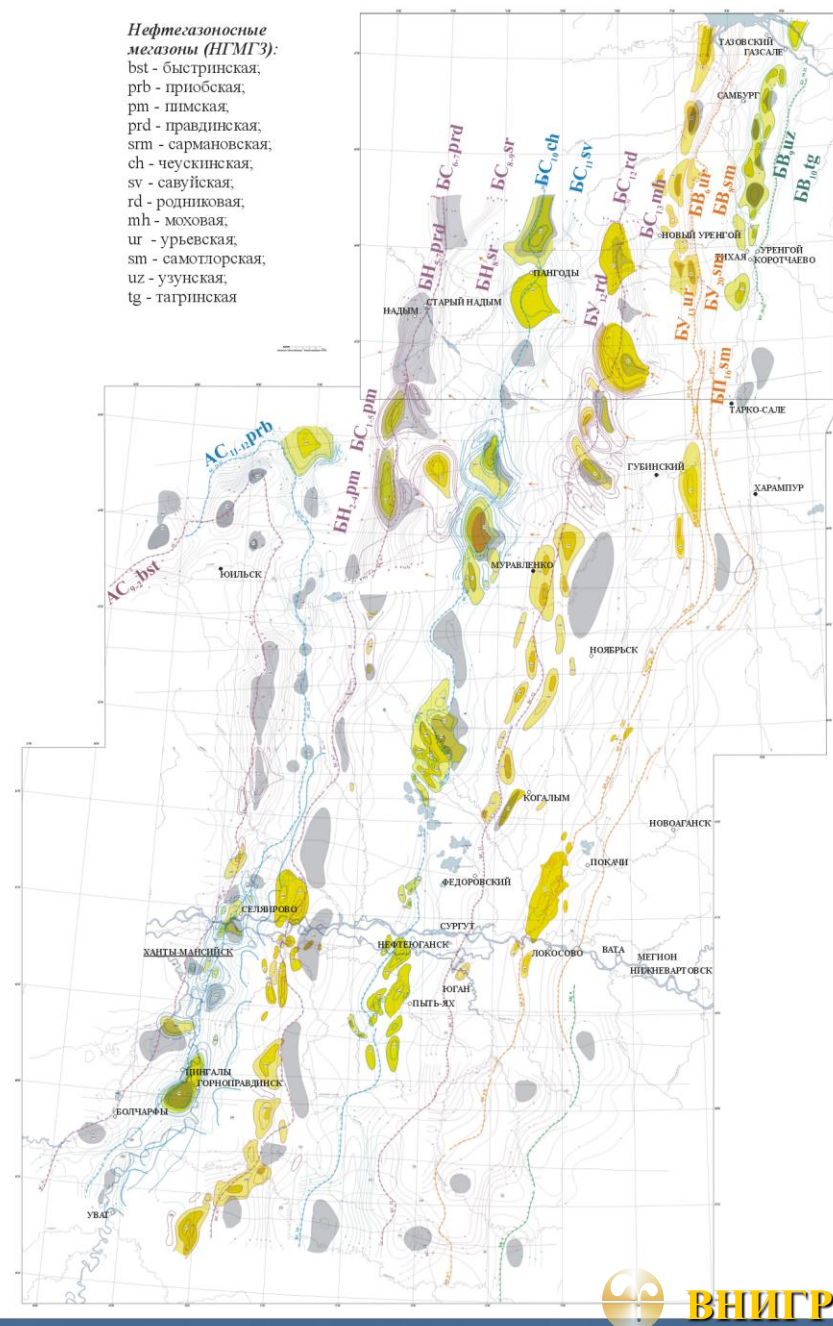
В настоящее время на территории провинции отмечено **около 100 скважин** с различными проявлениями нефтегазоносности в доманикитах.

**Залежи нефти в доманикитах** открыты: на Баганском, Западно-Ярейягинском, Верхнемакарихинском, Колвинском, Западно-Хатаяхском, Восточно-Колвинском месторождениях в пределах Хорейверской впадины, на Западно-Соплесском месторождении Среднепечорского поперечного поднятия, на Южно-Степковожском месторождении гряды Чернышёва, на Верхнегрубешорском месторождении Шапкина-Юрьяхинского вала, на Ошском и Южно-Ошском месторождениях Колвинского мегавала.

**Притоки нефти из доманикитов** получены на Поварницкой площади в Косью-Роговской впадине, на Черпаюском месторождении вала Гамбурцева в Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоне, на Адакской площади гряды Чернышева, на Суборском месторождении в восточной части Большесынинской впадины, на Хатаяхской и Верхнелыдумылькской площадях Хорейверской впадины.

**Притоки газа** получены на Западно-Соплесском месторождении Среднепечорского поперечного поднятия и на Вуктыльском месторождении в северной части Верхнепечорской впадины.







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.

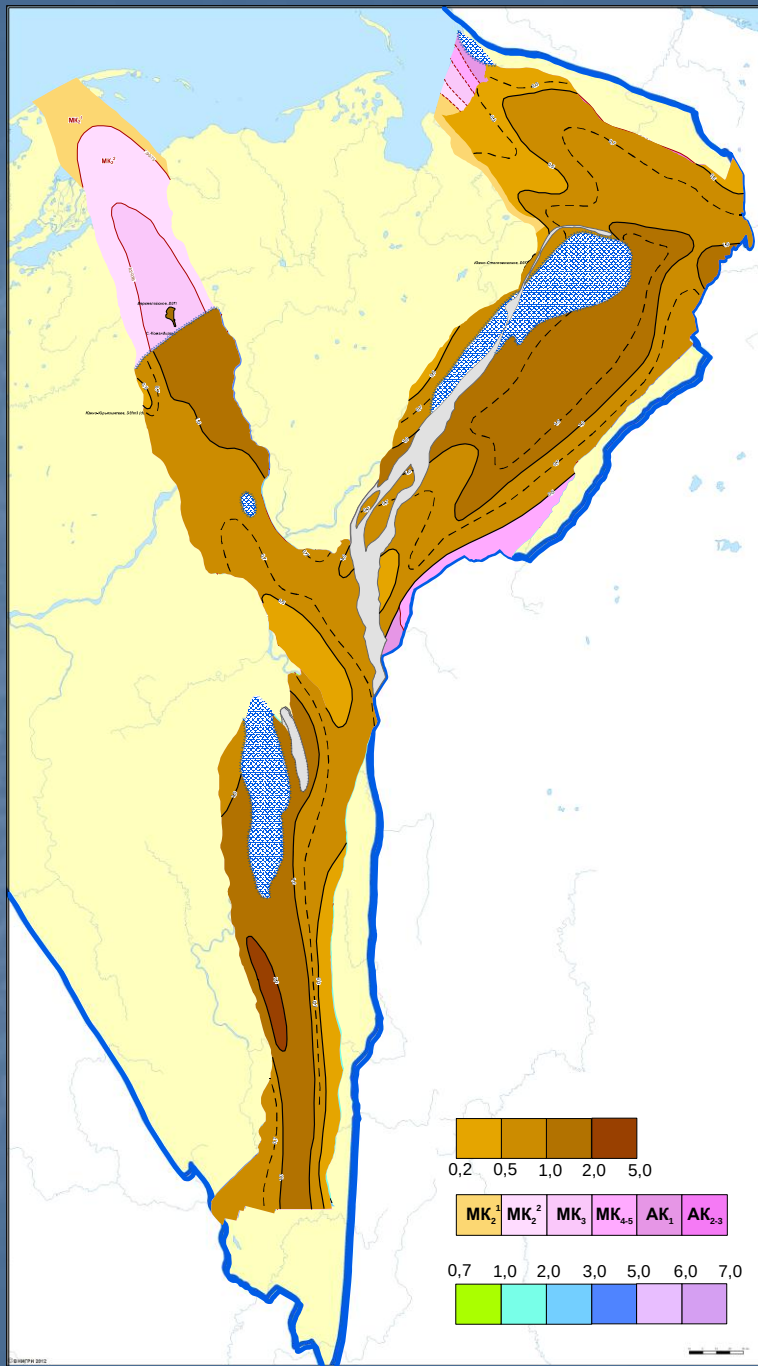
Определение количества эмигрировавших УВ является наиболее точной частью указанного метода, а само его применение рекомендуется для оценки регионов или их крупных частей со слабо разведанными запасами для установления максимально возможного объема прогнозных ресурсов УВ.

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.



Комплекс работ по  
бассейновому моделированию  
свидетельствует о существенно  
большем генерационном и  
аккумуляционном потенциале  
Предпайхойского и  
Предуральского прогибов

Схема реализации  
генерационного потенциала  
доманиковых  
отложений



Распределение ОВ (Снк)

Катагенез ОВ

Масштабы эмиграции жидких УВ

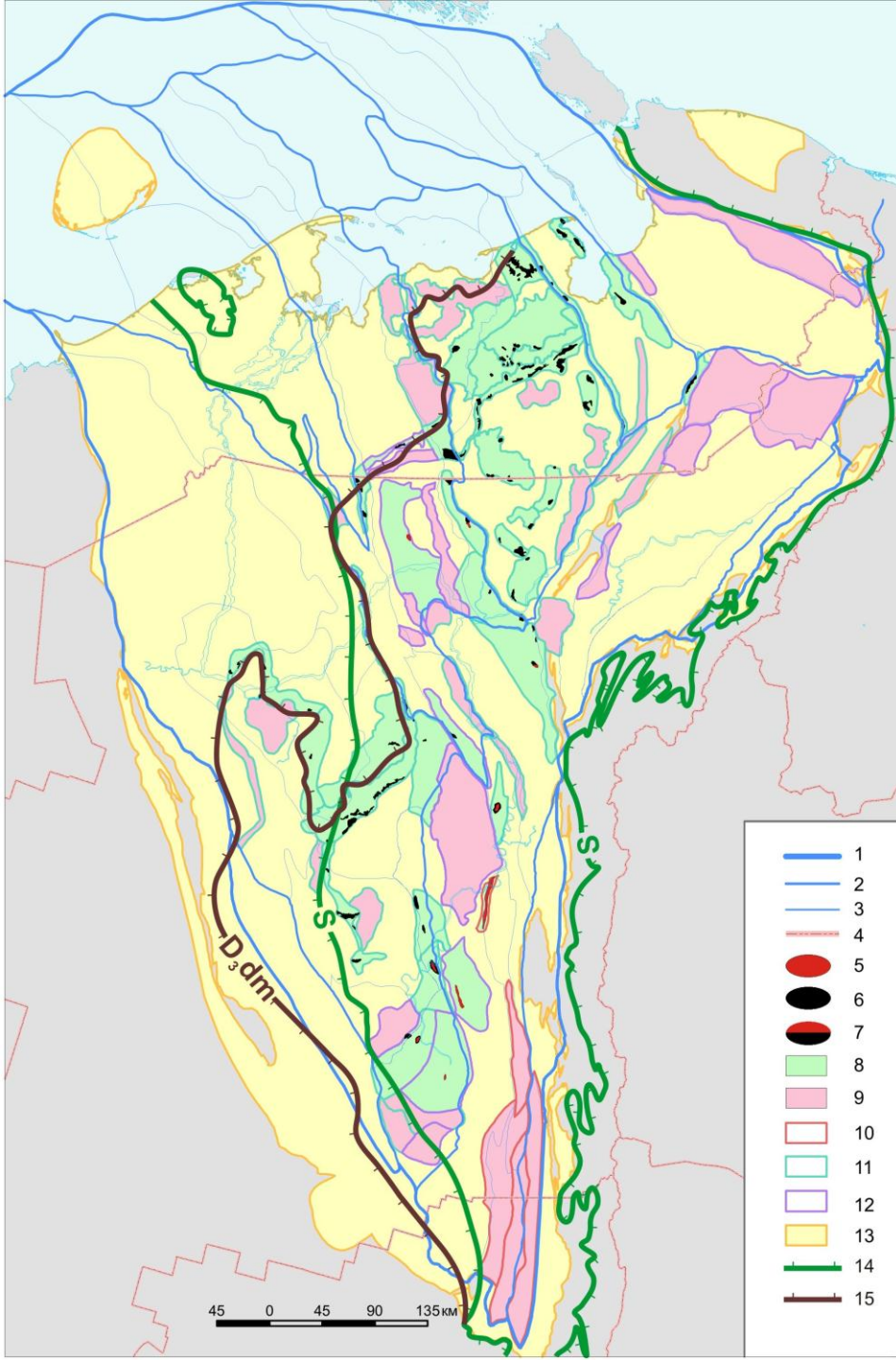
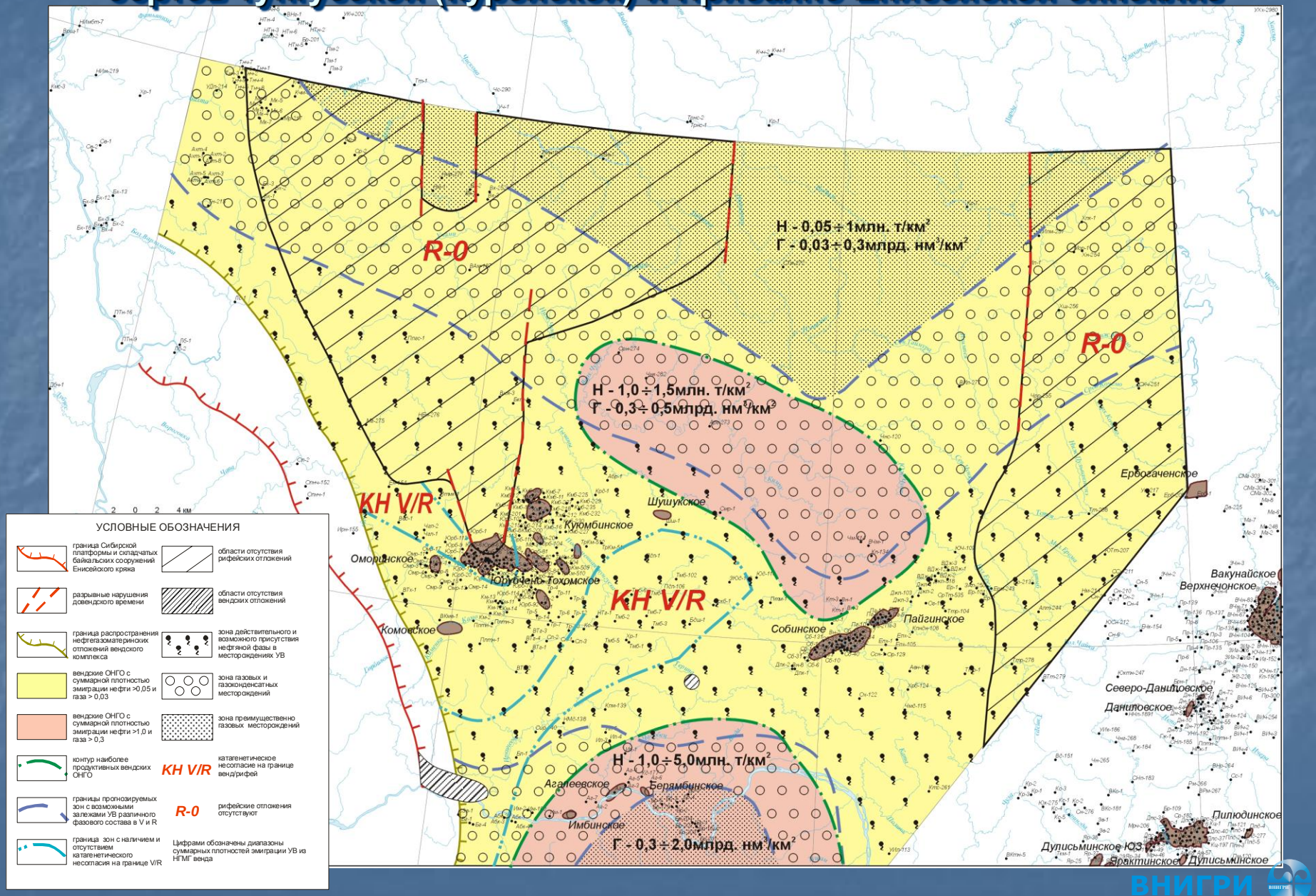


Схема совмещения зон  
нефтегазонакопления в  
доманиково-  
турнейском НГК и  
развития  
нефтегазогенерирующе  
й доманикитов



# Схематическая карта геохимических критериев прогноза нефтегазоносности Байкинской антеклизы, Хатангской седловины и прилегающих частей бортов Тунгусской (Курейской) и Присяжно-Енисейской синеклиз





Оценка ЗНГН методом аналогий противоречива поскольку ее трудно отнести к каждому выделяемому комплексу, а не по их совокупности.

Второе противоречие связано с неоднозначностью оценки участков вне ЗНГН.

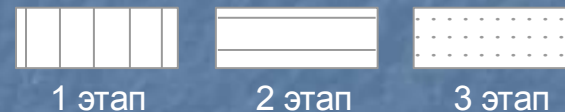
Важным обстоятельством является и то, что дополнительные данные, полученные в результате определения количества эмигрировавших УВ (объемно-генетическим методом) практически полностью игнорируется при таком способе оценки ЗНГН.

Комплексный способ количественной оценки ресурсов углеводородов в пределах малоизученных зон нефтегазонакопления базируется на использовании результатов раздельного подсчета количества углеводородов, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ (с использованием балансовой и кинетической моделей), применении метода наислабейшего звена для оценки возможных объемов аккумулированных углеводородов.

Метод геологических аналогий может использоваться в модификации сравнения эталонных (с выявленными залежами) и оцениваемых зон.



**Оценка нетрадиционных ресурсов – следующий шаг в совершенствовании методики количественной оценке ресурсов УВ России.**  
*На примере доманиковых отложений Восточно-Европейской платформы*



- 1 - оконтуривание перспективных участков формации;
- 2 – изучение выделенных перспективных участков;
- 3 – освоение выбранных участков



Суть предлагаемого 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 флюидоупором (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);

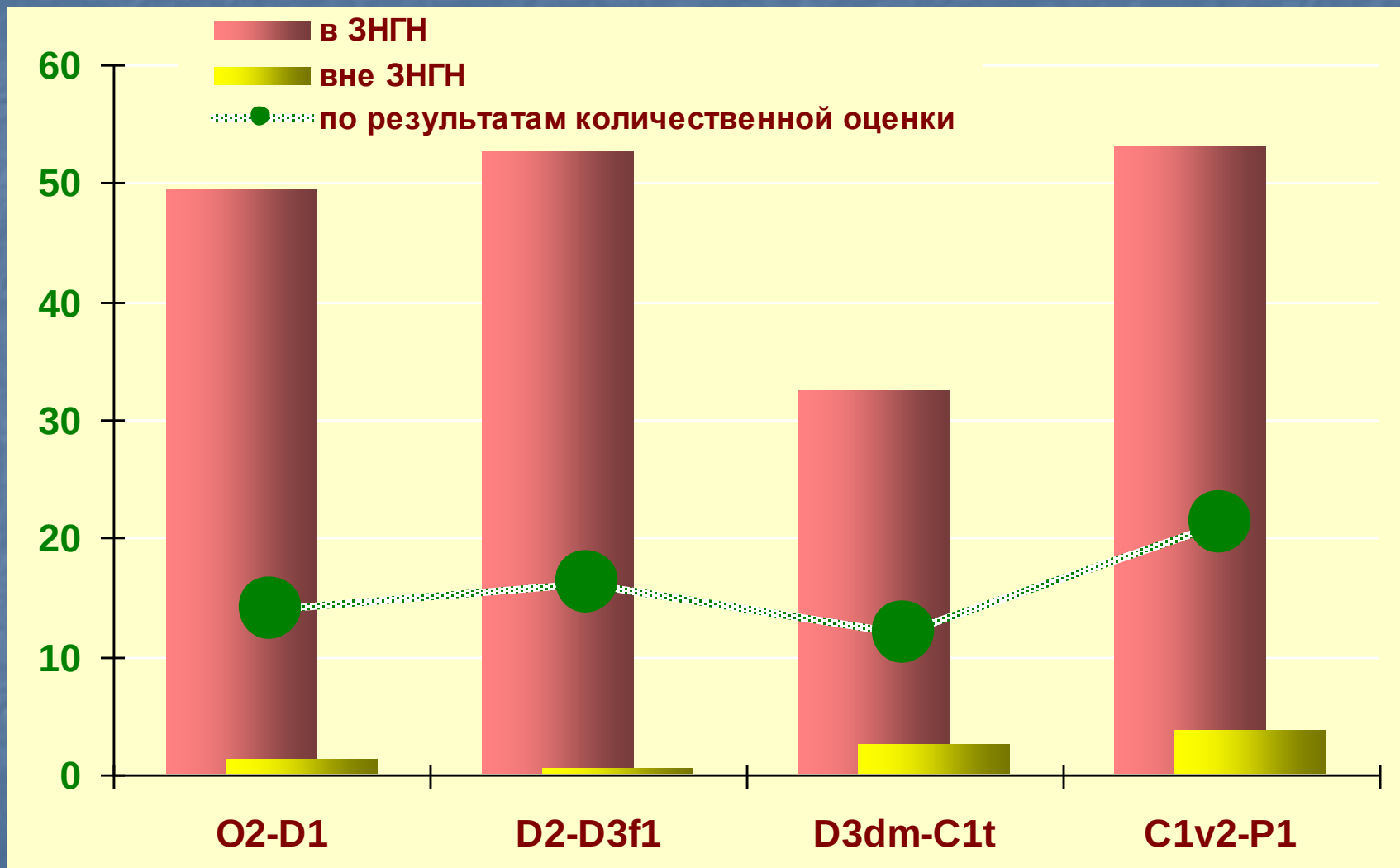
оценки суммарного коэффициента сохранности (консервации), полученного сравнением объемов выявленных скоплений (суммарные запасы плюс локализованные ресурсы в комплексе, плюс учет недоразведанных объектов в эталонной ЗНГН) с подсчитанными объемами эмигрированных УВ в палеозонах аккумуляции, сконцентрированных 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).

# Сравнение результатов количественной оценки НСР по основным НГК двумя методами

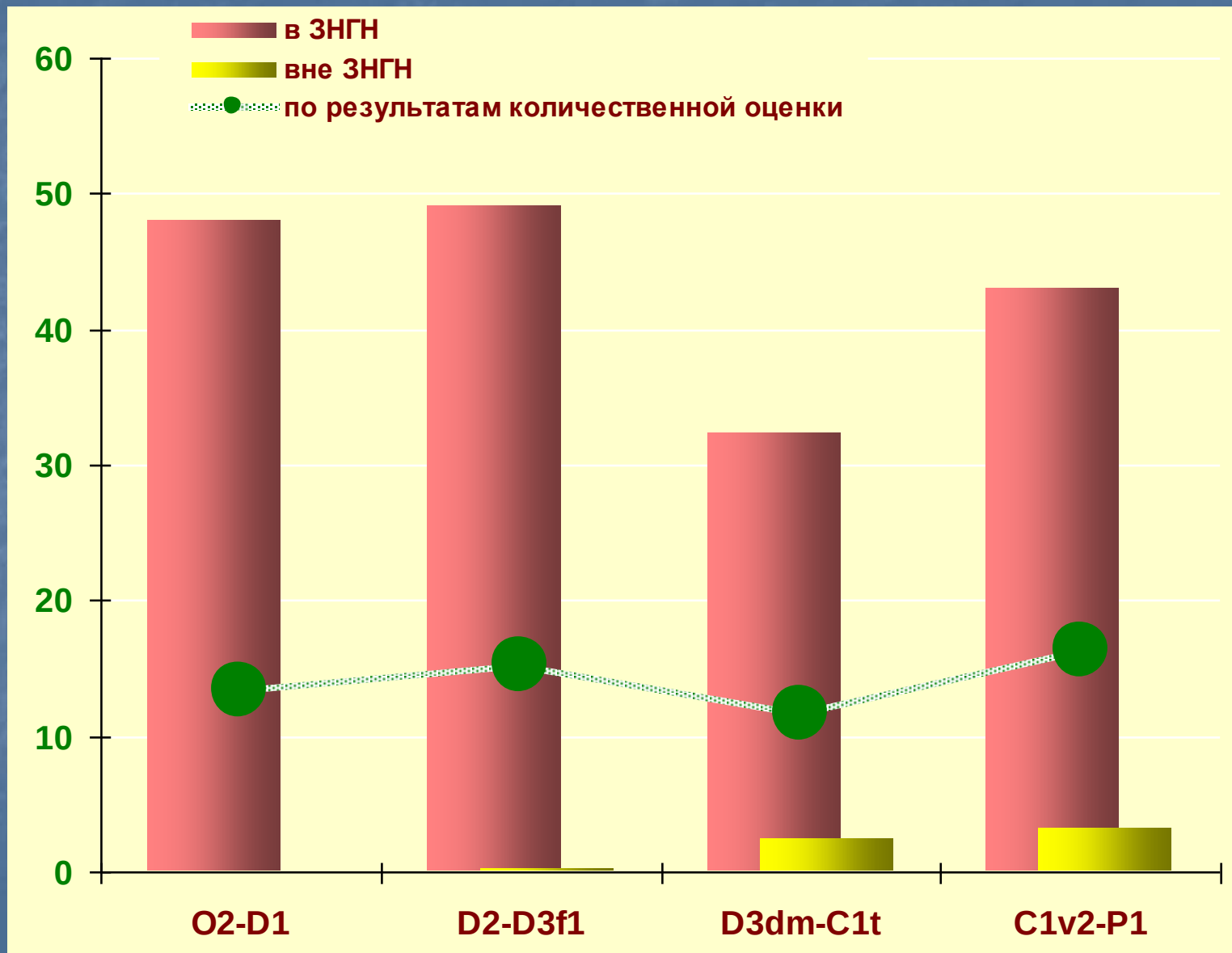
|                      | по методу геологических аналогий, н+г, млн.т.у.т. | по комплексному методу по ЗНГН н+г, млн.т.у.т. |
|----------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| C1v3-P1 НГК          | 6290                                              | 5588                                           |
| D3dm-C1t НГК         | 3668                                              | 3136                                           |
| O2-D1 НГК            | 3891                                              | 3653                                           |
| Итого по 3-м НГК ТПП | 13849                                             | 12377                                          |



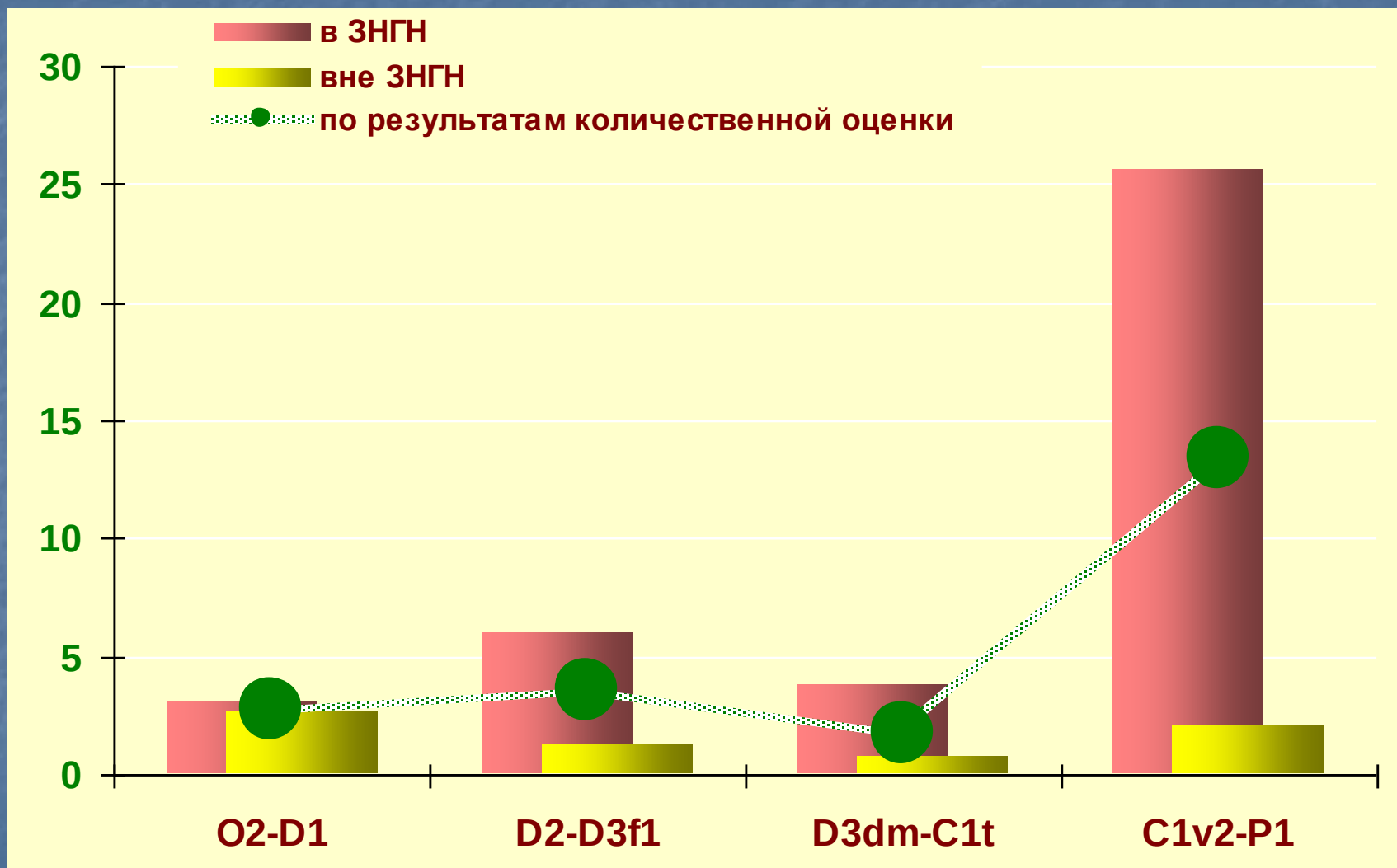
# Плотность геологических ресурсов УВ



# Плотность геологических ресурсов нефти



# Плотность геологических ресурсов 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.

***БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!***