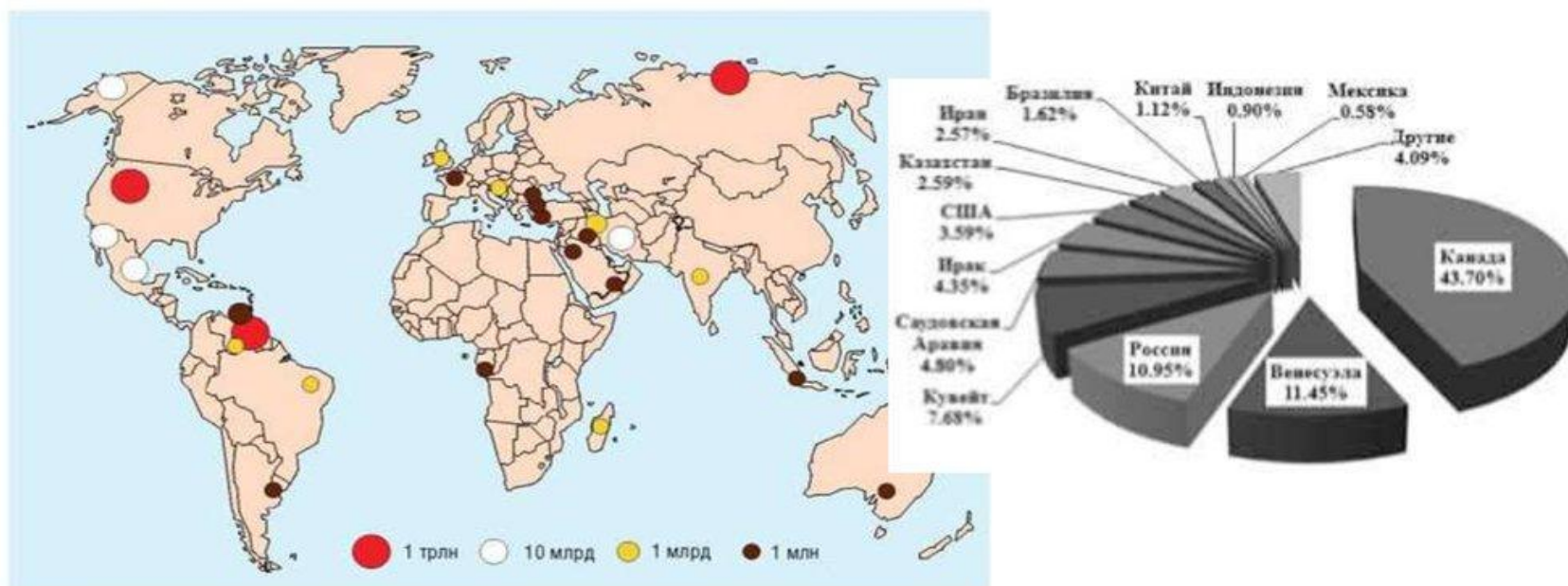


Методы оценки ресурсного потенциала нефтегазogeологических объектов

Метод сравнительных геологических аналогий

Мировые запасы тяжелой нефти



Запасы тяжелой нефти в основном сконцентрированы в Канаде (2,5 трлн. баррелей) и Венесуэле (1,5 трлн. баррелей). В том случае, если коэффициент извлечения доказанных запасов составит 20 %, то только на эти две страны будет приходиться больше доказанных запасов, чем кондиционных запасов на всем Ближнем Востоке.

Нефть традиционная и нетрадиционная



Метод сравнительных геологических аналогий

Метод основан на сравнении хорошо изученных участков, объединяющих несколько продуктивных и непродуктивных, но разбуренных структур – эталонных участков – с близлежащими, сходными по литологии, тектоническому положению и условиям сохранности площадями.

Сравнительный анализ



Можно сравнивать множество параметров, но не получить представления о главных характеристиках объекта сравнения.

Метод сравнительных геологических аналогий

Как правило, аналогии наиболее достоверны в пределах отдельных НГО, обладающих относительно устойчивыми нефтегазогеологическими характеристиками на всей их площади (литология, толщины, коллекторские свойства, покрышки и др.) или надежно предсказуемыми такими характеристиками (изменения толщин и коллекторских свойств в том или ином направлении, выклинивание отдельных горизонтов, приближенность или удаленность от очагов генерации и др.).

Метод сравнительных геологических аналогий

Решающее значение при применении внутренних аналогий приобретает корректность нефтегазогеологического районирования: НГО обычно совпадают с крупнейшими структурами платформ и краевых систем – антеклизмами и синеклизмами, грядами и прогибами, что обеспечивает возможность сравнения в относительно однородных условиях нефтегазонакопления, в первую очередь, с точки зрения общности тектонических условий.

Метод сравнительных геологических аналогий

Метод сравнения геологических количественных показателей, непосредственно базируется на результатах подсчета запасов и оценки локализованных ресурсов.

Используется ограниченное число показателей (4-6).

Среди них:

- удельные плотности запасов на эталоне, которые могут быть представлены величинами на единицу площади, на единицу объема или на осредненную структуру.

Метод сравнительных геологических аналогий

Вводятся поправочные коэффициенты на следующие показатели путем сравнения их с показателями эталона;

- толщина продуктивной части разреза;
- доля пород-коллекторов;
- емкостные свойства пород;
- удельная площадь ловушек (структуроносность);
- покрышки.

Метод сравнительных геологических аналогий

На основе вышеуказанных показателей выводится сводный коэффициент аналогии, получаемый как произведение всех поправочных коэффициентов. Ресурсы оцениваемого участка определяются как произведение удельной плотности запасов на эталоне на сводный коэффициент аналогии.

Метод сравнительных геологических аналогий

Необходимо отметить, что прогноз таких показателей, как толщина продуктивной части разреза, емкостные свойства пород, качество покрышек, оценка потенциала нефтегазопроизводящей толщи в неизученных частях района не очень надежен.

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

1. Уточнение нефтегазогеологического районирования
2. Расчленение разреза на нефтегазоносные и нефтегазоперспективные комплексы.
3. Метод применяется при расчетах по отдельным нефтегазоносным комплексам с суммированием по районам и областям на конечном этапе оценки.

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

4. Построение карт критериев нефтегазоносности:

- толщин комплексов;
- структурных карт по ОГ, близких к поверхности НГК;
- литолого-фациальных карт;
- карт прогноза коллекторов;
- карт развития покрышек;
- карт природных резервуаров;
- карт зон нефтегазонакопления;
- карт очагов нефтегазогенерации;
- карт гидрогеологических критериев нефтегазоносности;
- карт фонда локальных объектов:

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

- карт выявленных месторождений нефти и газа.
- карт геолого-геофизической изученности (сейсморазведкой и бурением);
- карт объектов, выведенных из бурения с отрицательными результатами;

5. Выделение в пределах нефтегазоносных комплексов хорошо изученных участков, где получены положительные (выявлены залежи) и отрицательные результаты ГРП (эталонных участков);

6. Расчет плотностей ресурсов, полученных на эталонных участках, являющихся результатом сложения запасов и ресурсов локальных неразбуренных структур с коэффициентами достоверности разделенных на площадь оконтуренного эталонного участка

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

7. Выделения расчетных участков, характеризующихся общностью геологического строения (чаще всего частей нефтегазоносных районов) и небольшими вариациями критериев нефтегазоносности;

8. Последовательное сравнение всех параметров на расчетных и эталонном участке в пределах рассматриваемого комплекса;

9. Получение частных коэффициентов аналогий по всем сравниваемым критериям (толщине, структуроносности, доле коллекторов, качеству покрышек, удаленности от очага генерации, наличия толщ, обеспечивающих миграцию, наличия тектонических нарушений и пр.);

10. Расчет сводного коэффициента аналогий путем произведения частных коэффициентов аналогий

Метод сравнительных геологических аналогий

Последовательность шагов при проведении оценки методом сравнительных геологических аналогий:

11. Расчет плотностей ресурсов на расчетных участках, полученных путем произведения плотностей ресурсов на эталоне и сводного коэффициента аналогии
12. Расчет начальных суммарных ресурсов полученных путем произведения плотностей ресурсов на расчетном участке и площади расчетного участка.

Требования к выбору эталонных участков

Основные требования к эталонным участкам:

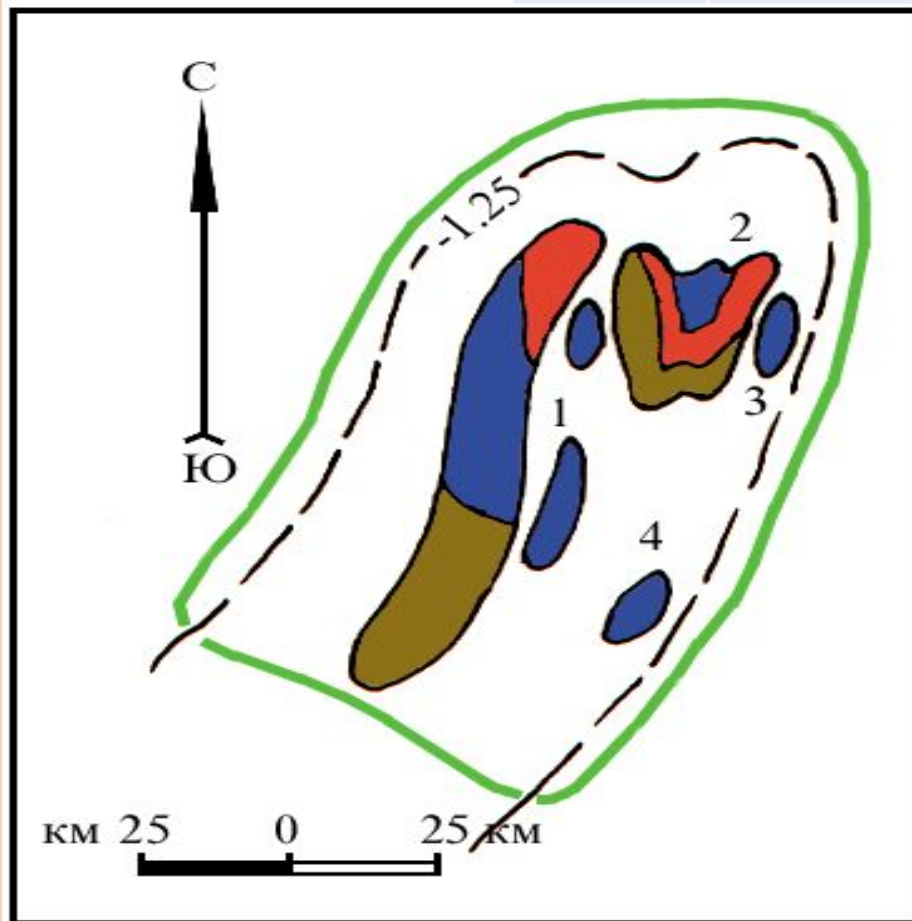
- однородность геологического строения и нефтегазоносности эталонного участка и подобие их с условиями расчетного участка;
- замкнутость в структурно-миграционном отношении;
- расположение в едином элементе тектонического районирования;
- хорошая буровая и геофизическая изученность, а совокупность включаемых в участок залежей должна отражать фактическое разнообразие их в регионе;
- наличие запасов категорий $C_1 + C_2$;
- представительность эталона и недопустимость включения в выборку месторождений с исключительными для региона по количеству и качеству запасами;

Требования к выбору эталонных участков

Плотность ресурсов на эталоне определяется путем деления суммы: накопленная добыча $A+B_1+B_2+C_1+C_2+D_0$ + предполагаемые неоткрытые локализованные ресурсы категории Д на площадь эталона.

Некоторые требования, предъявляемые к эталонным и расчетным участкам являются трудновыполнимыми. К ним относятся такие: площадь расчетных участков не должна превышать площадь эталона более, чем в 2 раза частные коэффициенты аналогии не должны отличаться более чем в два раза в ту или иную сторону.

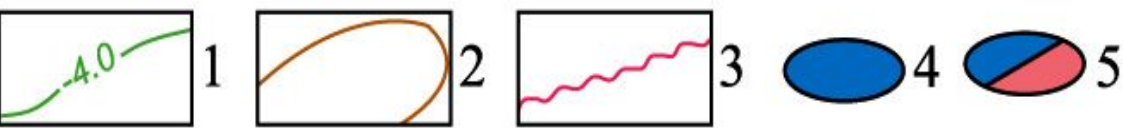
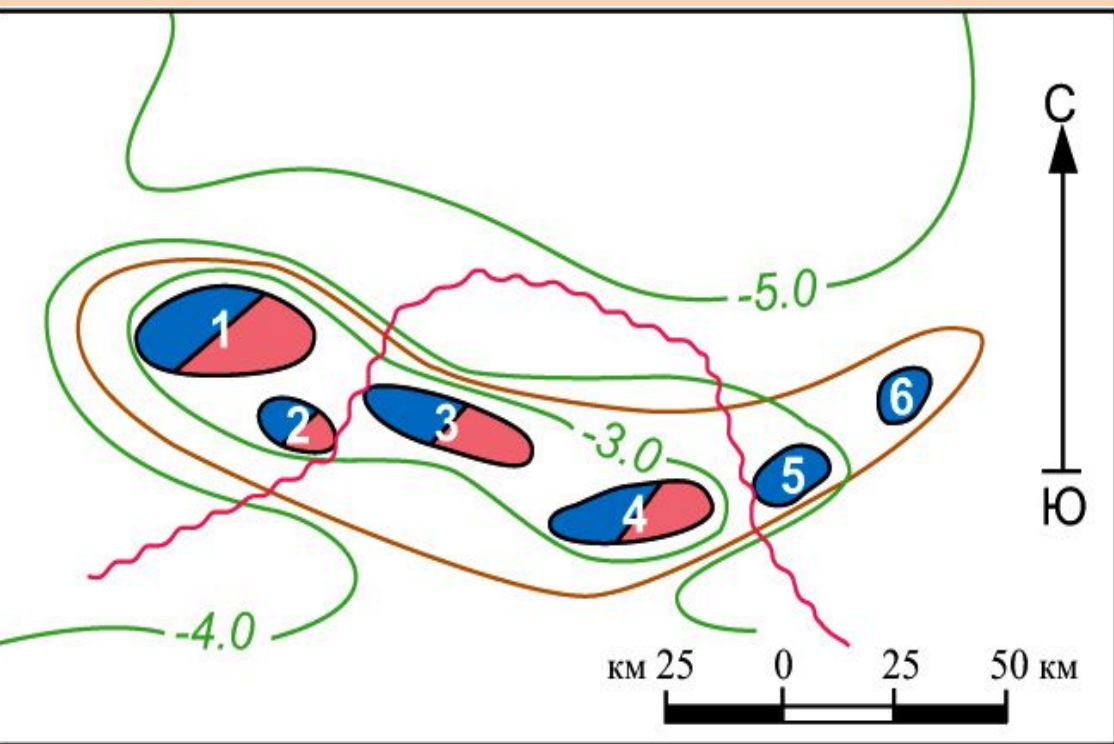
Фазовый состав флюида	C ₁ +C ₂ геол./извл. млн.т; млрд.м ³	Неоткрытые ресурсы, %	Всего геол./извл. млн.т; млрд.м ³	Доля нефти	Плотность ресурсов	
					геол. тыс. т/км ²	извлеч. тыс.т/км ²
нефть (н)	377,0/74,0	10%	415,0/81,0	0,54/0,2		
газ (г)	306,0	10%	337,0			
Σн+г+г _р +конд.	692,0/385,0	10%	762,0/424,0		80,0	44,0



Пример выделения эталонного участка в *Лено-Тунгусской НГП*

Ботуобинский эталонный участок
Месторождения: 1 – Среднеботуобинское НГК, 2 – Тас-Юряхское НГК, 3 – Бесюряхское Г, 4 – Хотого-Мурбайское Г.

Фазовый состав флюида	C ₁ +C ₂ геол/извл. млн.т; млрд.м ³	Неоткрытые ресурсы, %	Всего геол/извл. млн.т; млрд.м ³	Доля нефти	Плотность ресурсов	
					геол. тыс. т/км ²	извлек. тыс.т/км ²
газ+конденсат	337,5/310,0	10%	370,0/340,0	-	59,0	54,0



Пример выделения эталонного участка

Хапчагайский эталонный участок

Месторождения: 1 – Средневиллюйское ГК; 2 – Толонское ГК; 3 – Мастахское ГК; 4 – Соболах-Неджелинское ГК; 5 – Бадаранское Г; 6 – Нижневиллюйское Г

Условные обозначения:

1 – изогипсы подошвы мезозоя, км; 2 – границы эталонного участка; 3 – граница выклинивания мономской покрывки (T₁); 4-5 – месторождения: 4 – газовые, 5 –

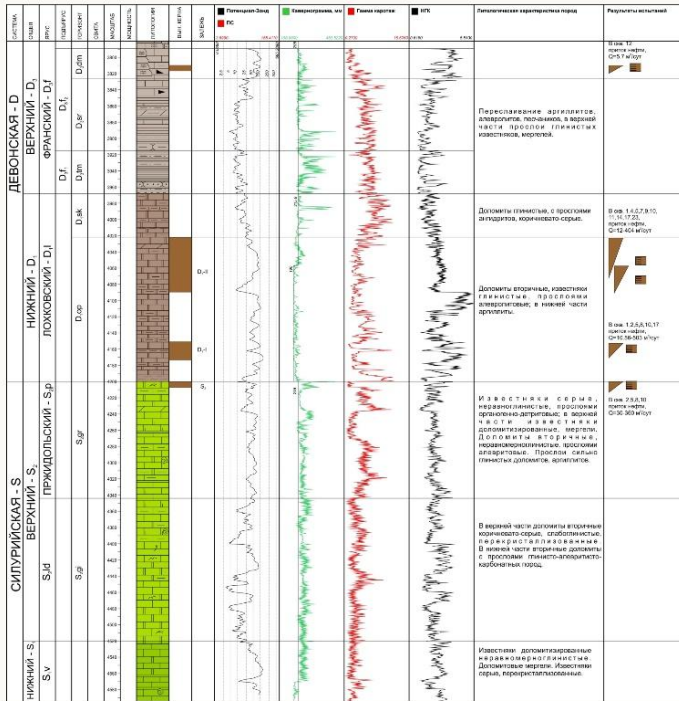
Примеры выделения эталонных участков

Полная характеристика эталонного участка включает:

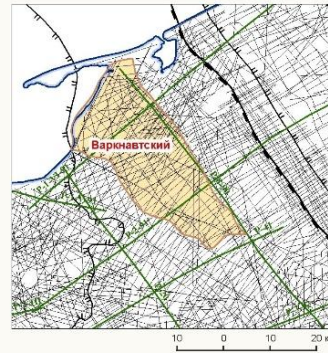
- схему сейсмической и буровой изученности;
- сводный геолого-геофизический разрез;
- схематический геологический разрез;
- структурную карту по отражающему горизонту, расположенному вблизи кровли нефтегазоносного комплекса;
- таблицу запасов и локализованных ресурсов объектов, входящих в эталон;
- таблицу параметров эталона.

ВАРКНАВТСКИЙ ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК D₁ НГПК

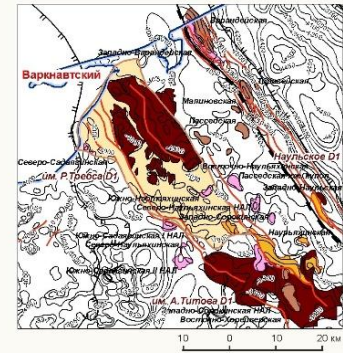
Месторождение им. Р. Требса. Сводный геолого-геофизический разрез



Сейсмическая изученность



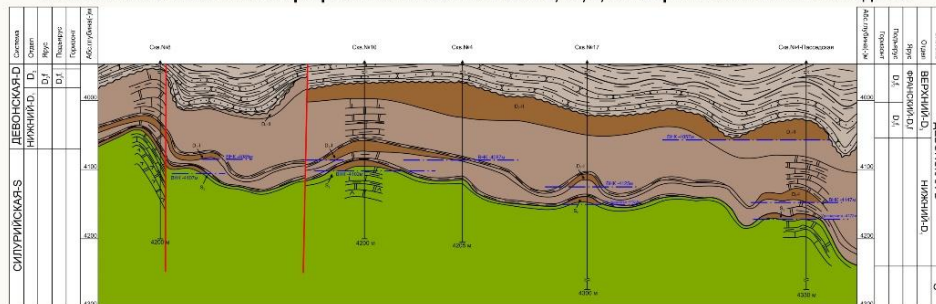
Эталонный участок



Начальные геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2009 г.

месторождение, площадь	НГК	резервуар	продуктивный пласт	категория	геологические запасы и ресурсы УВ		
					нефть, млн.т	газ, млрд.м ³	всего УВ, млн.т
Валендацкий ЭУ							
им.Р.Требса	O ₂ -D ₁	D ₁	D ₁ - 11	ABC ₁	48,449	8,018	56,467
				C ₂	10,218	1,693	11,911
	O ₂ -D ₁	D ₁	D ₁ - 1	ABC ₁	6,069	1,445	7,514
				C ₂	7,732	1,506	9,238
	O ₂ -D ₁	D ₁		ABC ₁	54,518	9,463	63,981
				ABC1+C2	72,468	12,661	85,129
Северо-Наульгинская НАЛ	O2- D1	D1	D1	C ₂	0,479		0,479
Южно-Небейгинская	O2- D1	D1	D1	D ₁	0,474		0,474
Всего	O2- D1	D1	D1	НСП	73,421	12,661	86,082

Месторождение им. Р. Требса.
Схематический геологический разрез по линии скважин №№ 8, 10, 4, 17 - Варкнавтские и №4 - Пасседская

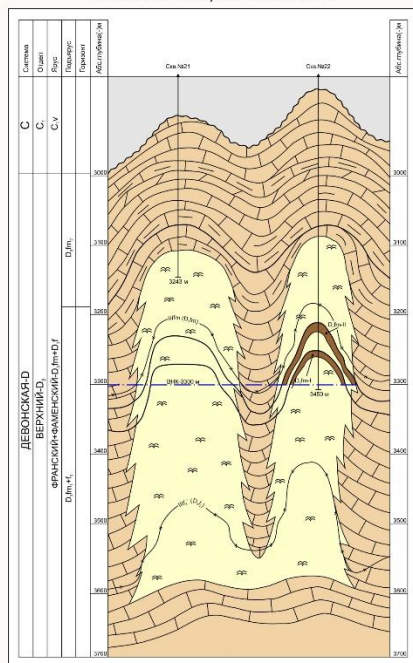


Параметры эталона

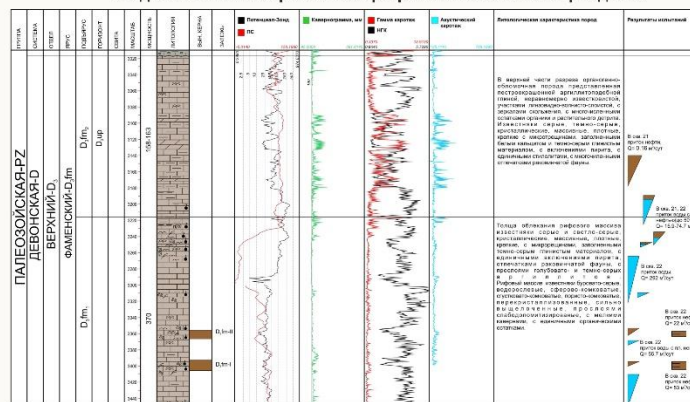
Название параметров	Единица измерения	
Эффективная толщина	м	7,5-35,4
Пористость коллектора	доли единицы	0,013-0,025
Температура пластовая	°C	92
Давление текущее	Мпа	
Плотность нефти	г/см ³	0,814-0,825
Плотность конденсата	г/см ³	
Нефтегазосодержание	доли единицы	0,85-0,9
Газонасыщенность	доли единицы	
Газосодержание (газ растворенный)	м ³ /т	157-260
Текущее содержание стаб. конденсата	г/см ³	
Коэффициент извлечения нефти	доли единицы	0,45-0,56
Коэффициент извлечения конденсата	доли единицы	
Соотношение нефти и газа свободного		

СЮРХАРАТИНСКИЙ ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК D₃dm-C₁t НГК

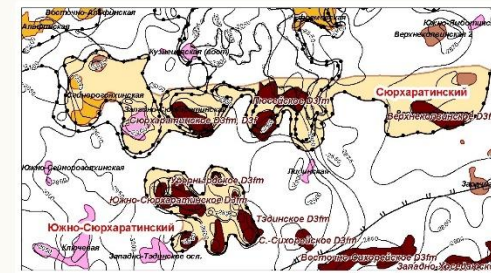
Геолого-геофизический разрез по линии скважин №№ 21, 22 - Пюсейские



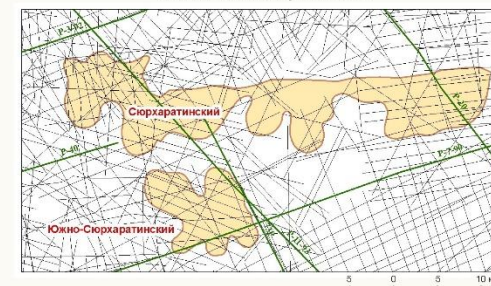
Сводный геолого-геофизический разрез Пюсейского месторождения



Эталонный участок



Сейсмическая изученность



Геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2009 г.

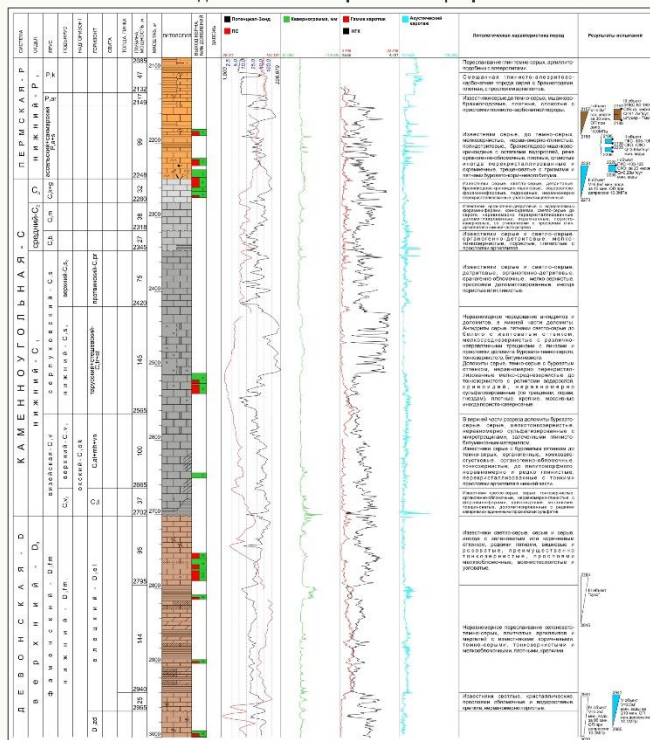
Месторождение, площадь	НГК	резервуар	продуктивный пласт	категория	Геологические запасы и ресурсы				всего у.в., млн. т.
					нефть, млн. т	газ раст., млрд м ³	газ ГШ, млрд м ³	конденсат, млн. т.	
Сюркаратинский ЗУ									
Пюсейское	D3dm-C1t	фаменский	D3fm II	ABC1	2,688	0,113		2,801	
				C2	11,673	0,483		12,156	
Пюсейское	D3dm-C1t	фаменский	D3fm I	ABC1	1,209	0,040		1,249	
				C2	7,046	0,240		7,286	
Сюркаратинское	D3dm-C1t	фаменский	D3fm пл.III	ABC1	18,500	0,429		18,929	
Сюркаратинское	D3dm-C1t	франский	D3f	ABC1	1,215	0,055		1,270	
				C2	0,094			0,094	
Вернекоптинское	D3dm-C1t	фаменский	D3fm пл.III	ABC1	3,732	0,087		3,819	
				C2	1,313	0,030		1,343	
Сейнорояхинская	D3dm-C1t	фаменский	D3fm 1 купол	C3	2,580			2,580	
Сейнорояхинская	D3dm-C1t	фаменский	D3fm 2 купол	C3	0,322			0,322	
Сейнорояхинская	D3dm-C1t	верхне-франский	D3f	C3	0,857			0,857	
Западно-Сюркаратинская	D3dm-C1t	фаменский	D3fm	D1	4,580			4,580	
Сюркаратинская	D3dm-C1t	верхне-франский	D3f	D1	0,432			0,432	
				Σ ABC1	27,344	0,723		28,067	
				Σ C2	20,126	0,753		20,879	
				Σ C3	2,902	0,000		2,902	
				Σ D1	5,012	0,000		5,012	
					55,384			56,860	
всего по ЗУ									

Параметры эталона

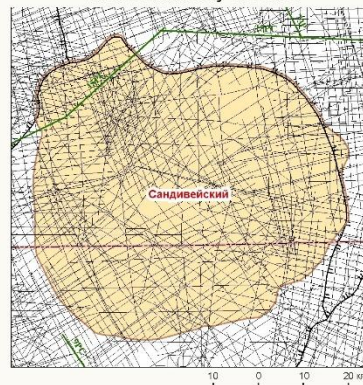
Название параметров	Единица измерения	Значения
Эффективная толщина	м	3,5 - 22,2
Пористость коллектора	доли единицы	0,11 - 0,133
Температура пластов	°C	75,5 - 79
Давление текущее	Мпа	- -
Плотность нефти	г/см ³	0,8886 - 0,908
Плотность конденсата	г/см ³	- -
Нефтенасыщенность	доли единицы	0,81 - 0,96
Газонасыщенность	доли единицы	- -
Газосодержание (газ растворенный)	м ³ /т	23,2 - 45,2
Текущее содержание слаб конденсата	г/см ³	- -
Коэффициент извлечения нефти	доли единицы	0,311 - 0,415
Коэффициент извлечения конденсата	доли единицы	- -
Соотношение нефти и газа свободного	-	- -

САНДИВЕЙСКИЙ ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК C₂-C₃ НГПК

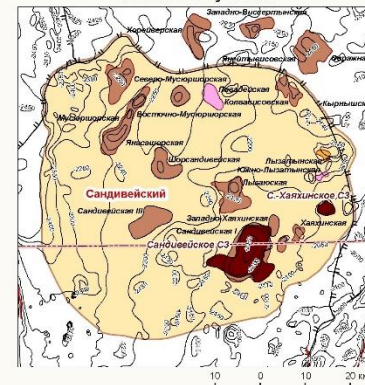
Сводный геолого-геофизический разрез



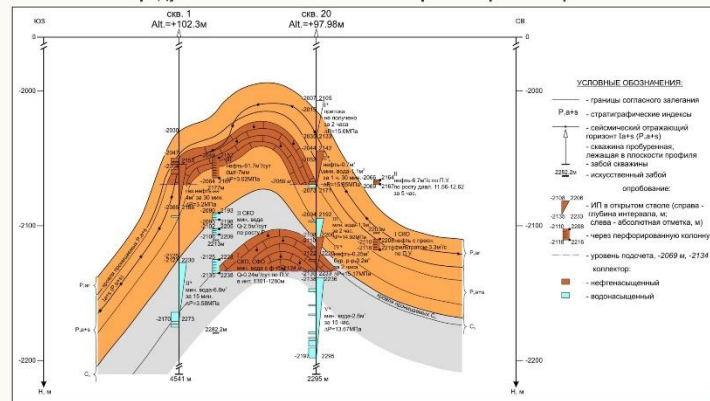
Сейсмическая изученность



Эталонный участок



Схематический геологический профиль
продуктивных отложений нижней перми и верхнего карбона



Параметры эталона

[illegible]

Начальные геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2009 г.

Месторождение, площадь	НК К	резервуар	продуктивный пласт	категория	Исходные геологические запасы и ресурсы*				
					нефть, млн.т	газ, раст., млрд.м3	газ ГПШ, млрд.м3	конденсат, млн.м3	нефть уу.в. млн.м3
Самойский ЗУ									
Самойское	Civ2-4 - P1	Civ2-3 - C3	C3	доб.=АВС1 С2	42,798 0,567	1,500			43,699 0,667
Северо-Хайльское	Civ2-3 - P1	Civ2-3 - C2	C3	доб.=АВС1 С2	0,315	0,021			0,236 0,000
Северо-Мукоморская	б.	Civ2-3 - C3							0,000
Мукоморская	б.	Civ2-3 - C3							0,000
Шорвальская	б.	Civ2-3 - C3							0,000
Самойский III	б.	Civ2-3 - C3							0,000
Западно-Хайльское	б.	Civ2-3 - C3							0,000
Ковыльская	б.	Civ2-3 - C1							0,000
Лыжовская	б.	Civ2-3 - C3							0,000

Платица, затопленного участка - 363,7 км²
 * запасы и ресурсы НК в ЗУ, округленные до 10 знаков после запятой

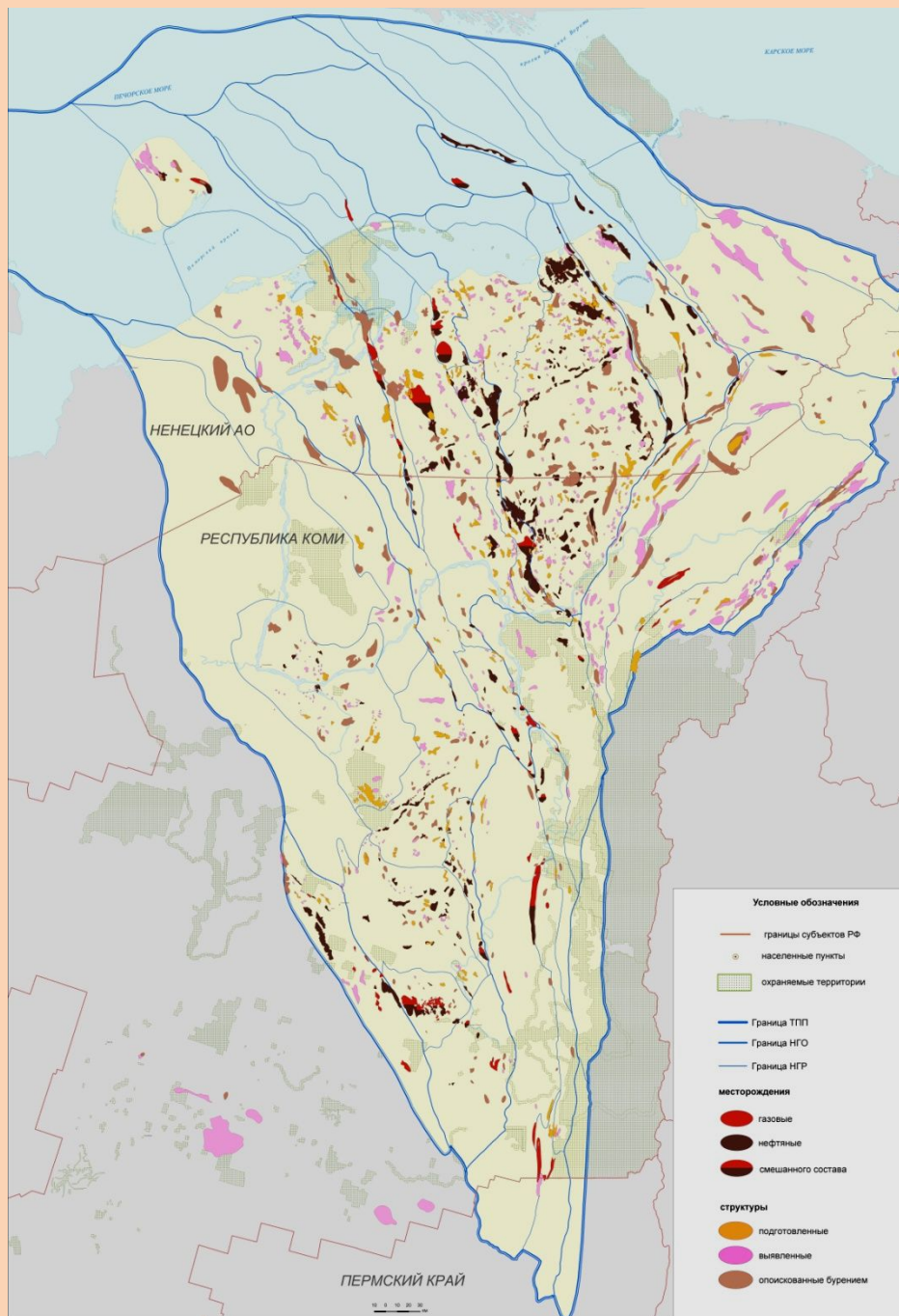
начальные геологические запасы и ресурсы* - актуализация по состоянию на 1.01.2010 г.

ВНИГРИ

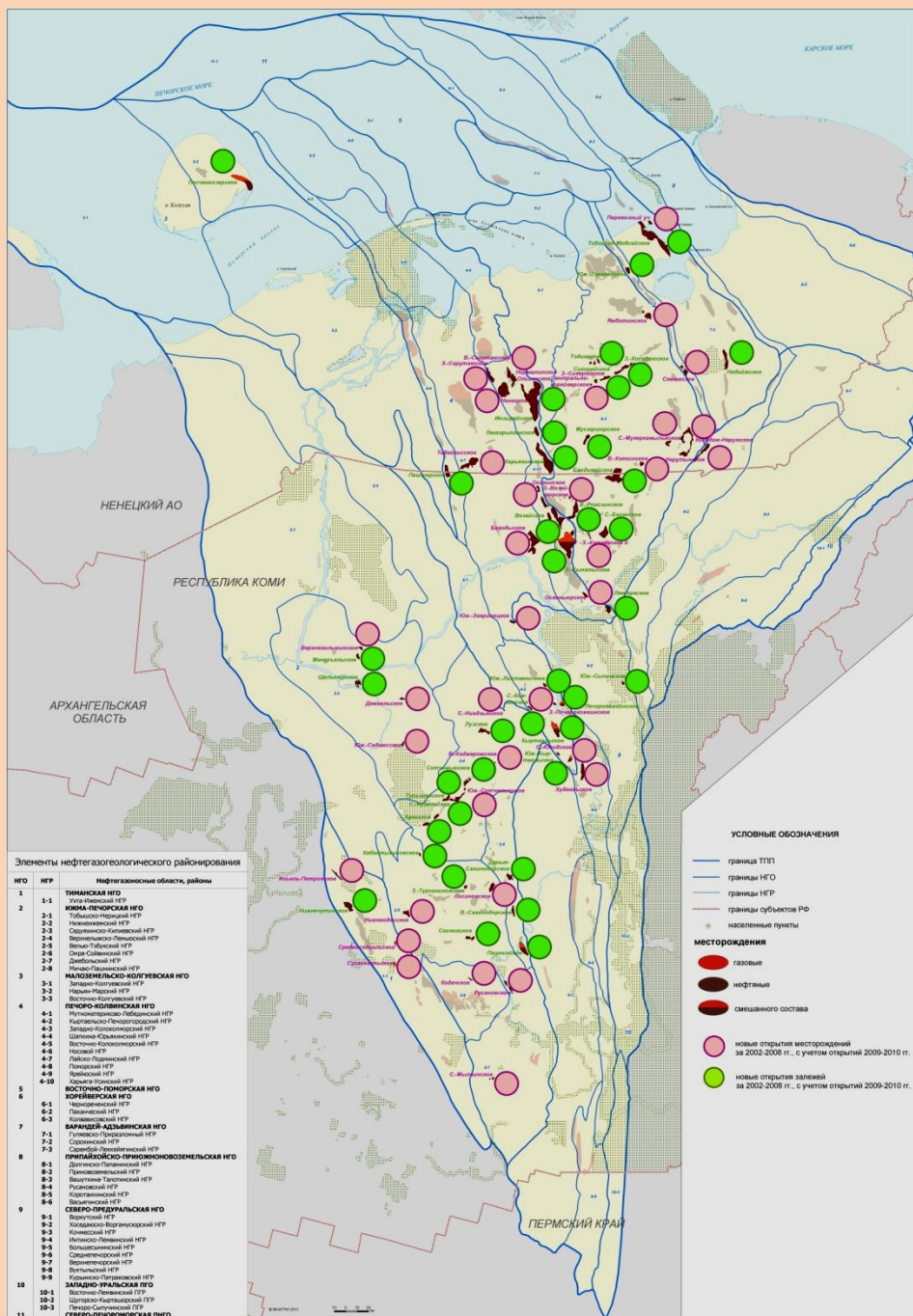
***Рассмотрим последовательность выполнения оценки ресурсов методом аналогий на конкретном примере
Тимано-Печорской НГП***

1. Уточнение нефтегазогеологического районирования
2. Расчленение разреза на нефтегазоносные и нефтегазоперспективные комплексы.
3. Анализ новых открытий (по сравнению с состоянием на дату предыдущей оценки)
4. Составление подсчетных планов на которых отражаются границы распространения комплекса, его толщина, линии выклинивания отдельных частей разреза

Обзорная карта Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции



Карта новых открытий месторождений и залежей на территории Тимано-Печорской НГП за 2002-2010 гг..

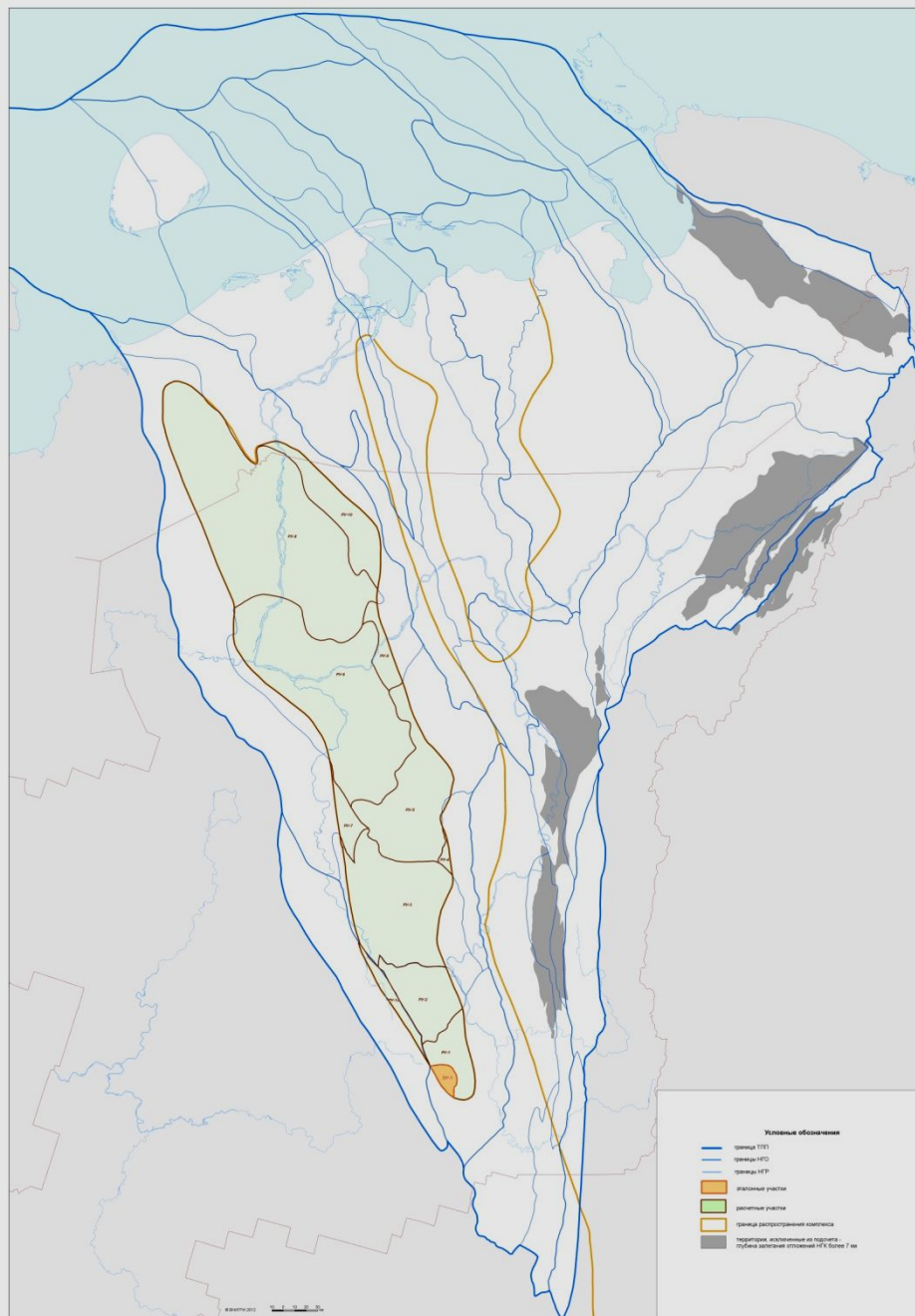


Схематический подсчетный план по O_{1-2} ПНГК

Составляются подсчетные
планы по каждому
нефтегазоносному
комплексу.

На них выделяются
эталонные и расчетные
участки.

Каждый участок получает
свой номер

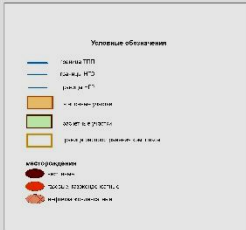


**Величина коэффициента
менее единицы
свидетельствует об
ухудшении свойств от
эталона к расчетному
участку и наоборот.**

Затем устанавливается соотношение нефти и газ, в ресурсах исходя либо из соотношения их на эталонном участке, либо с корректировкой используя карты геохимических показателей свидетельствующие о возможном соотношении нефти и газа



**Подсчетный план по
триасовому
терригенному
нефтегазоносному
комплексу
(Т НГК)**

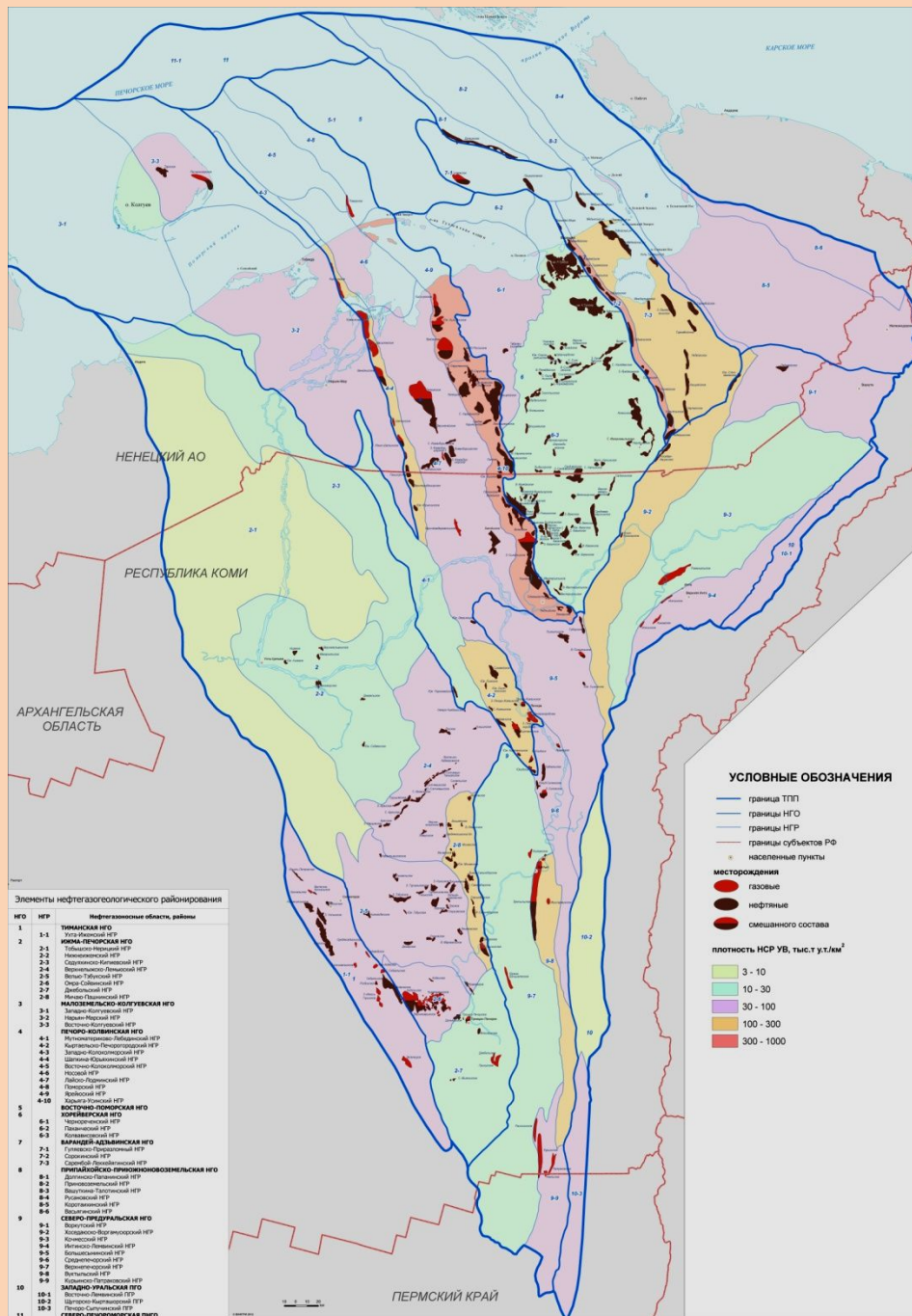


Начальные суммарные ресурсы нефти и газа

По завершении оценки в пределах каждого из комплексов в пределах нефтегазоносных районов и областей результаты суммируются и , соответственно, получаются количества ресурсов нефти и газа в пределах всех элементов районирования провинции.

По результатам составляется карта начальных суммарных ресурсов, отражающая удельные плотности ресурсов полученные по каждому нефтегазоносному району.

Карта начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов Тимано-Печорской НГП



Начальные суммарные ресурсы нефти и газа

Важной характеристикой изученности начальных суммарных ресурсов нефти и газа является такой параметр, как разведанность начальных суммарных ресурсов.

Она, по сути, отражает долю ресурсов углеводородов переведенных в запасы.

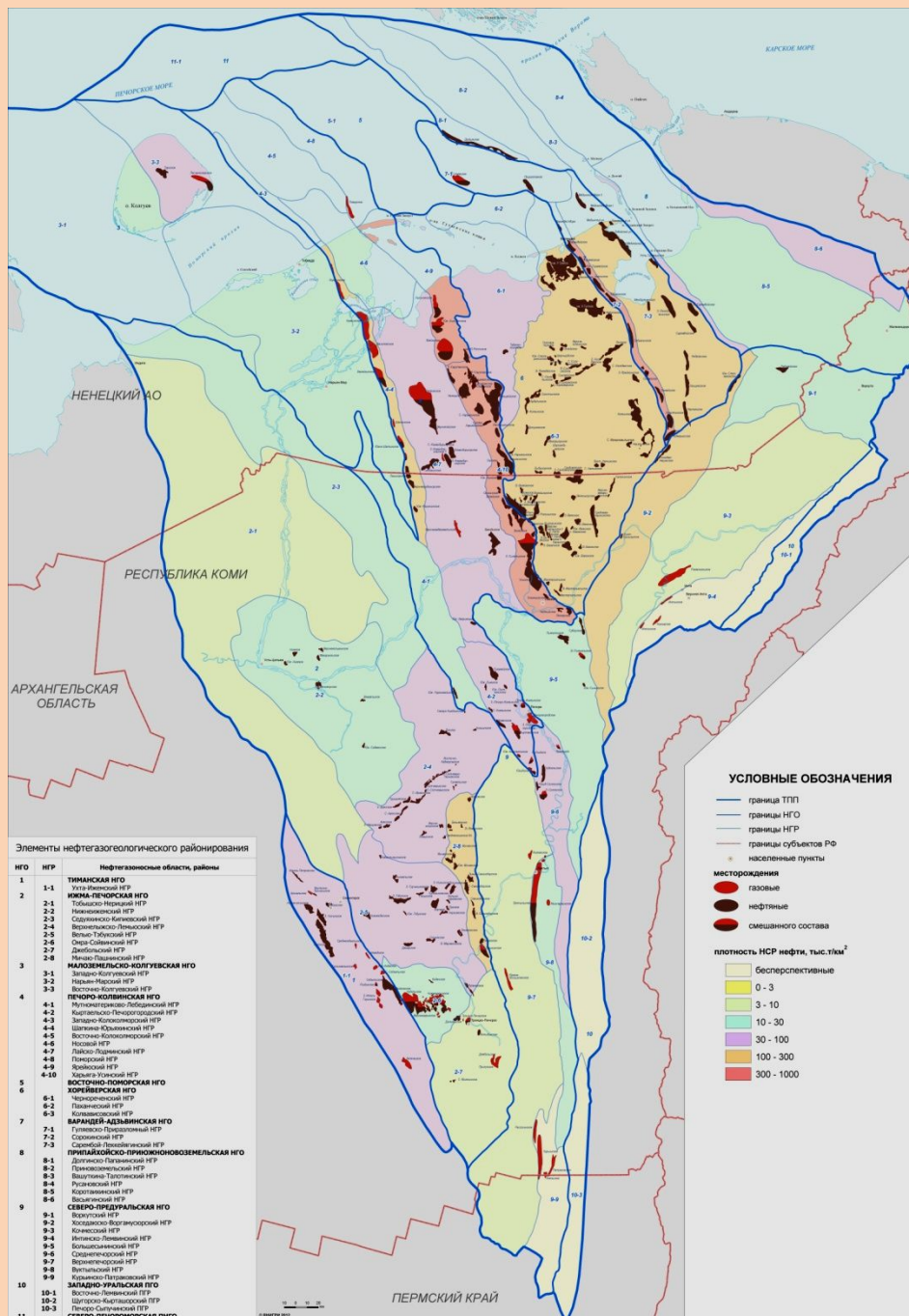
Иногда для характеристики разведанности в разведанную часть включают и предварительно оцененные запасы категории С2.

Карта начальных суммарных геологических ресурсов нефти Тимано-Печорской НГП

Разведанность нефти

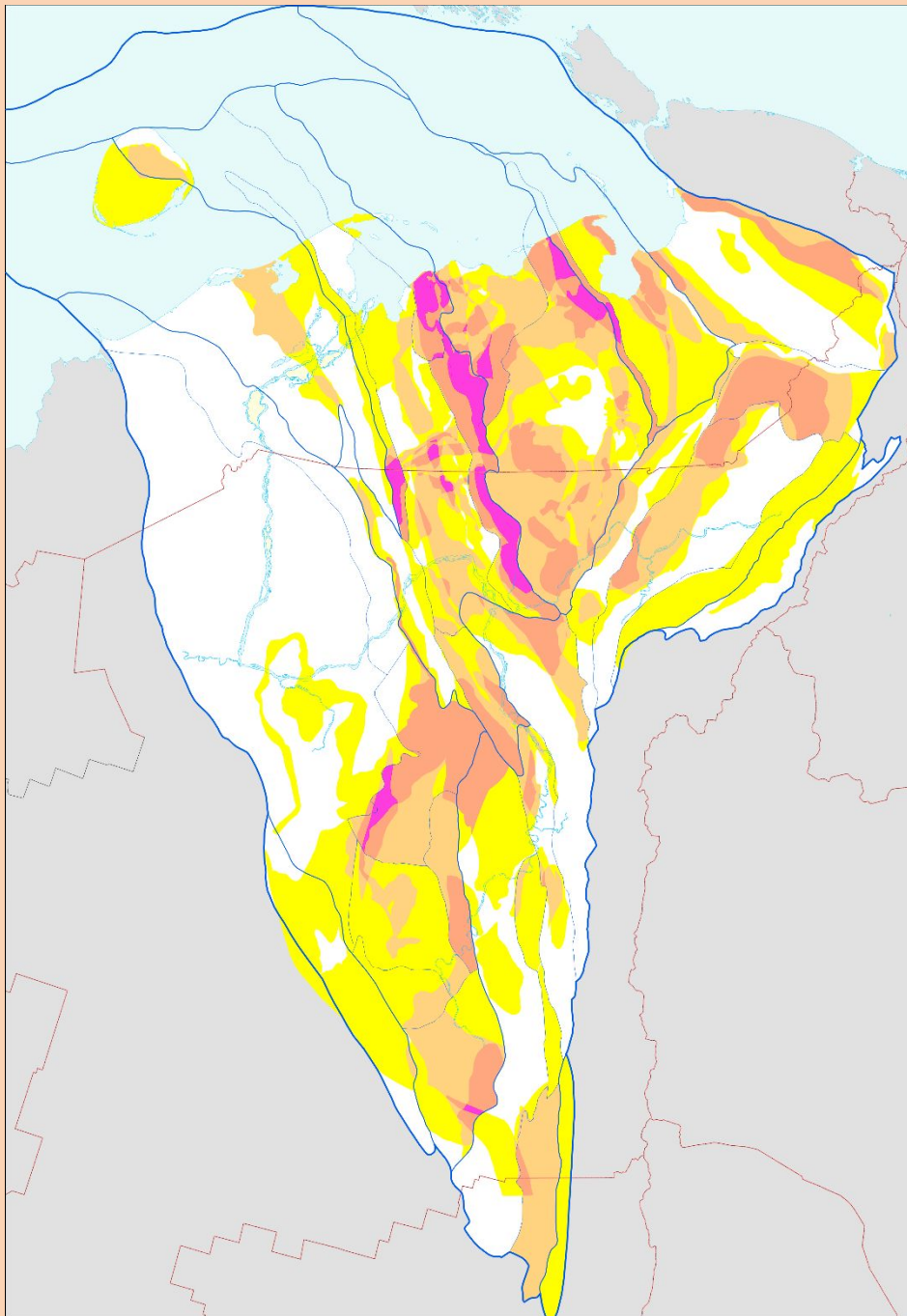
	доб.+ABC1	доб.+ABC1+C2
ТПП	36,2	47,5
В ТОМ ЧИСЛЕ:		
НАО	30,5	44,3
РК	42,6	51,1
ПК	0	0

Разведанность: $(\text{доб.} + \text{ABC1}) \cdot 100 / \text{НСР}$
или $(\text{доб.} + \text{ABC1} + \text{C2}) \cdot 100 / \text{НСР}$



Площадь совмещённых контуров ЗНГН разных комплексов существенно отличается от суммарной площади всех комплексов по которым произведена оценка ресурсов.

Т.е. выделение зон нефтегазонакопления позволяет перспективный сузить район исследований, и таким образом провести геологоразведочные работы более эффективно.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

 развитие зоны
в пределах одного НГК

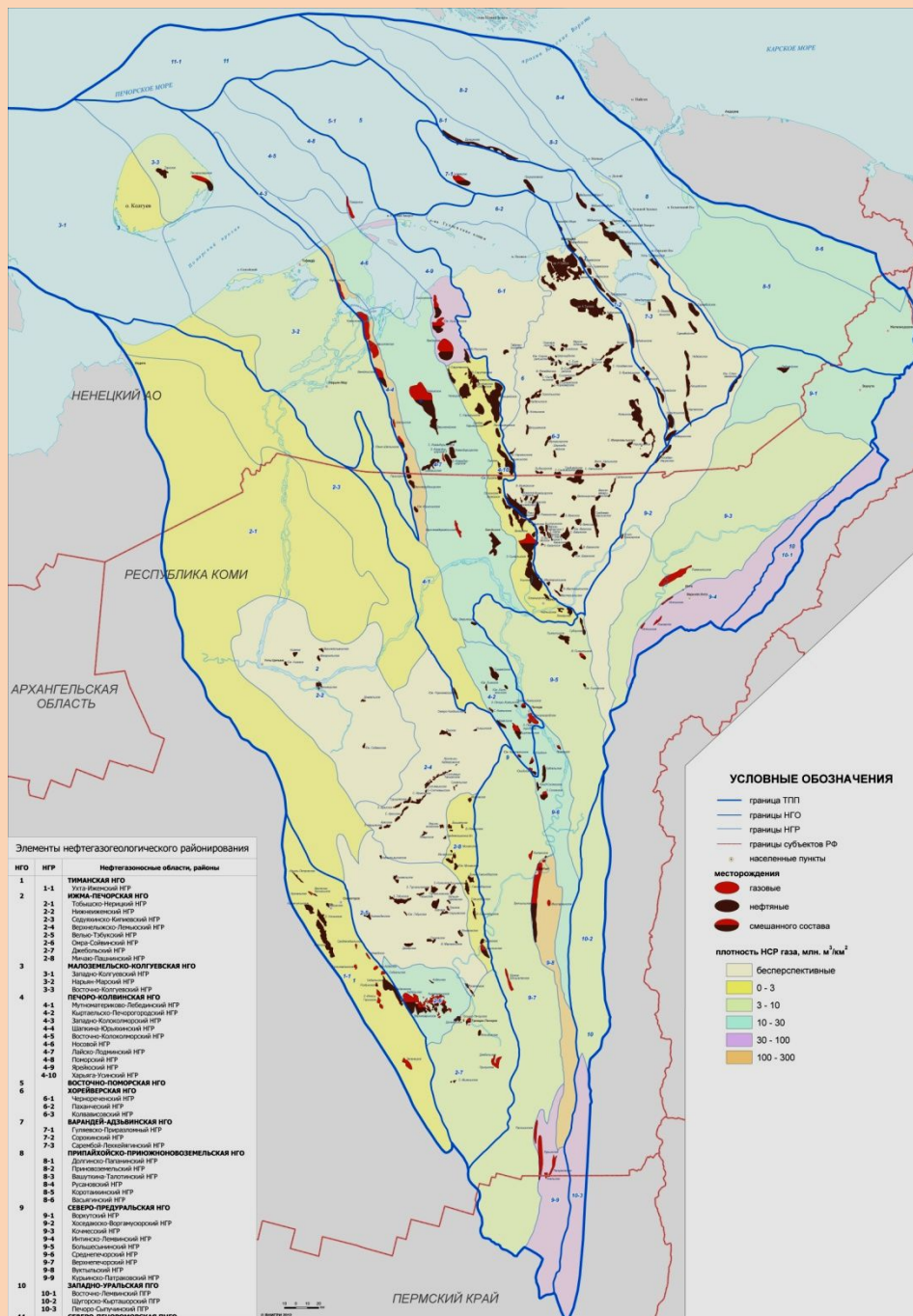
Совмещение в плане ЗНГН:

 двух НГК

 трех НГК

 четырёх НГК

Карта начальных суммарных геологических ресурсов свободного газа Тимано-Печорской НГП

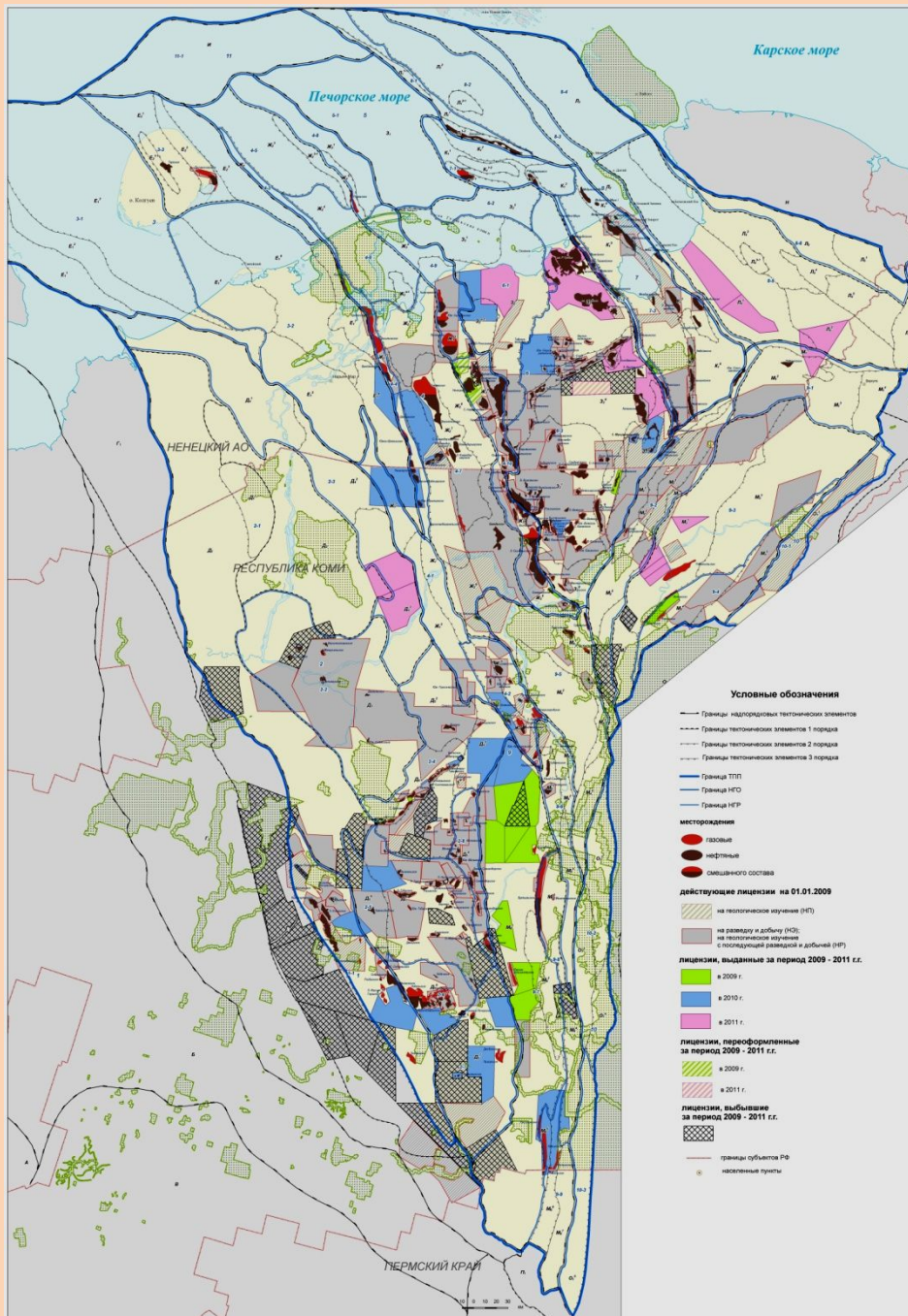


Разведанность газа

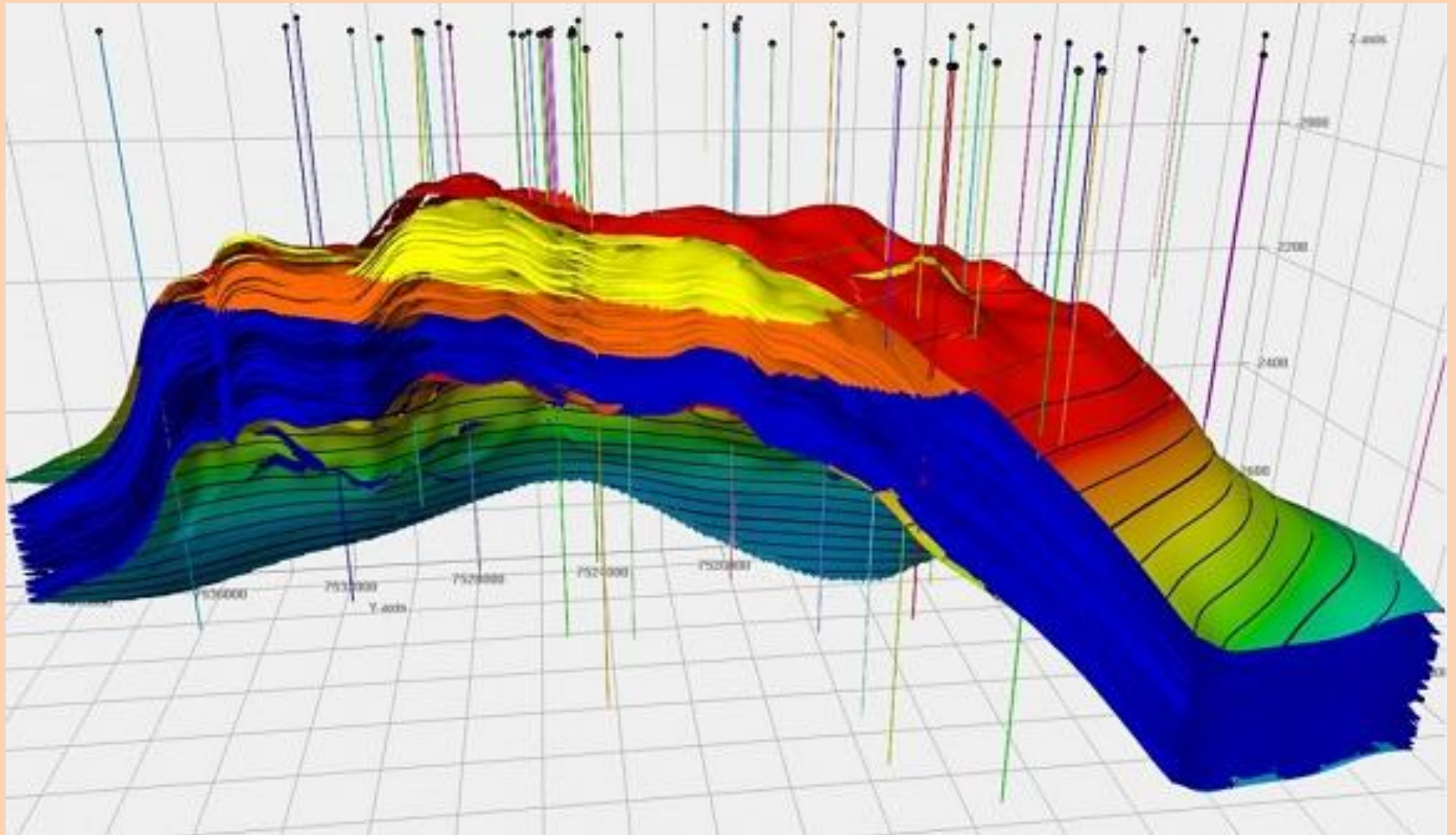
	Разведанность:		
	запасов	ресурсов	
		C1	C1+C2
ТПП	92,4	32,7	35,4
в том числе:			
НАО	92	38,6	41,9
РК	92,8	32,5	35,1
ПК	0	0	0

Разведанность: $(\text{доб.} + \text{ABC1}) \cdot 100 / \text{НСР}$
или $(\text{доб.} + \text{ABC1} + \text{C2}) \cdot 100 / \text{НСР}$

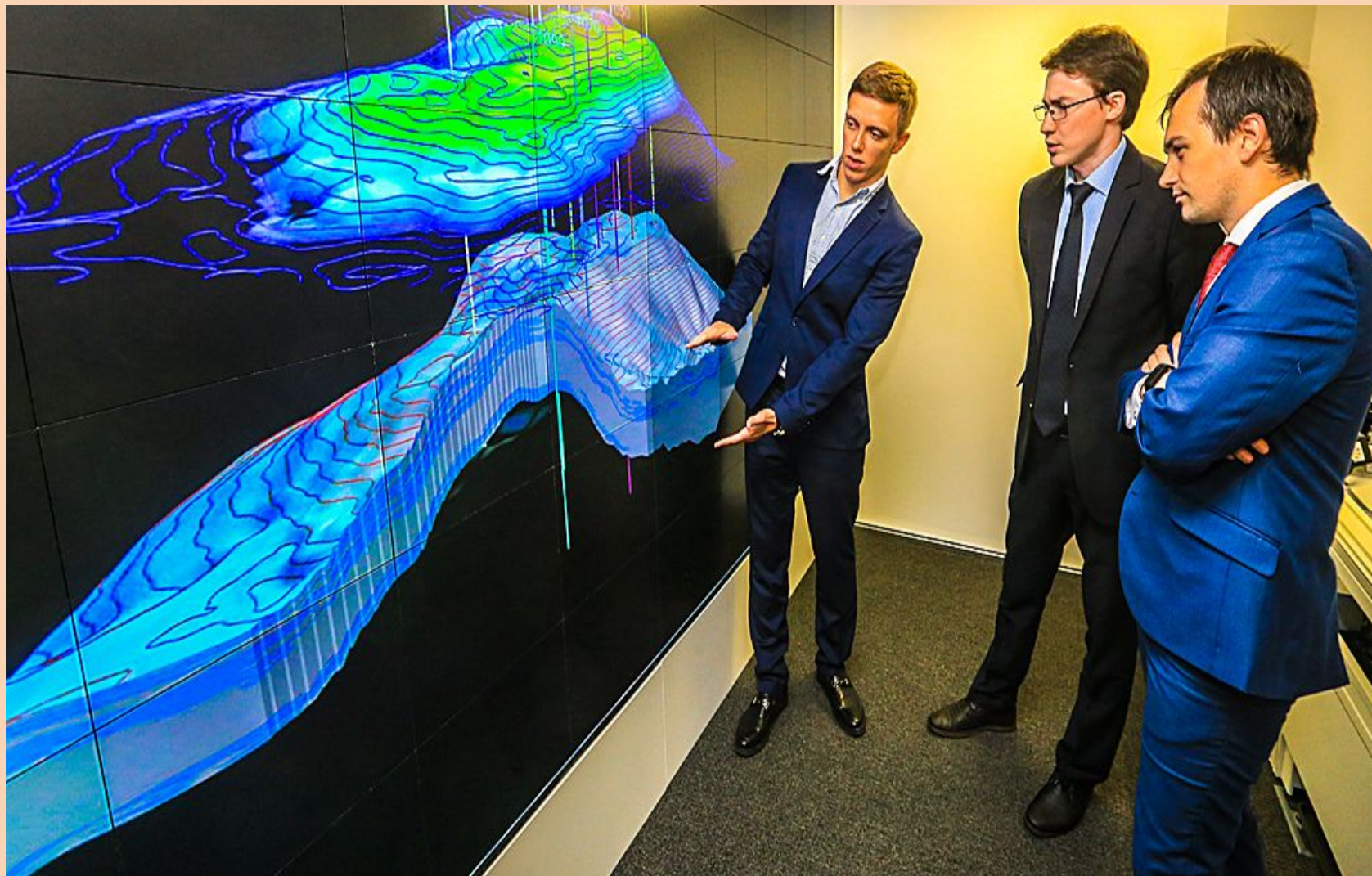
Карта состояния лицензирования Тимано-Печорской НГП



Эра умной разведки



Эра умной разведки



Эра умной разведки

