

**Методы оценки ресурсного потенциала
нефтегазогеологических объектов**

Метод сравнительных геологических аналогий

Требования к выбору эталонных участков

Основные требования к эталонным участкам:

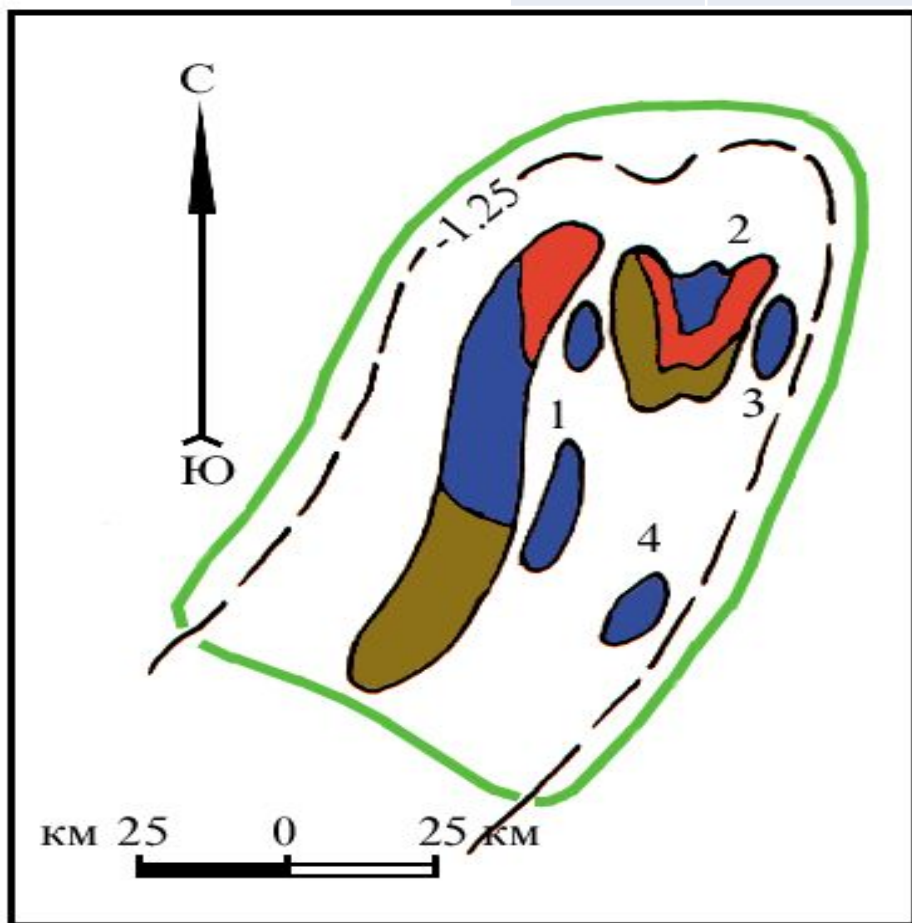
- однородность геологического строения и нефтегазоносности эталонного участка и подобие их с условиями расчетного участка;
- замкнутость в структурно-миграционном отношении;
- расположение в едином элементе тектонического районирования;
- хорошая буровая и геофизическая изученность, а совокупность включаемых 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.

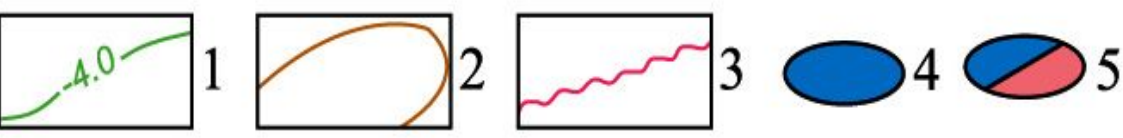
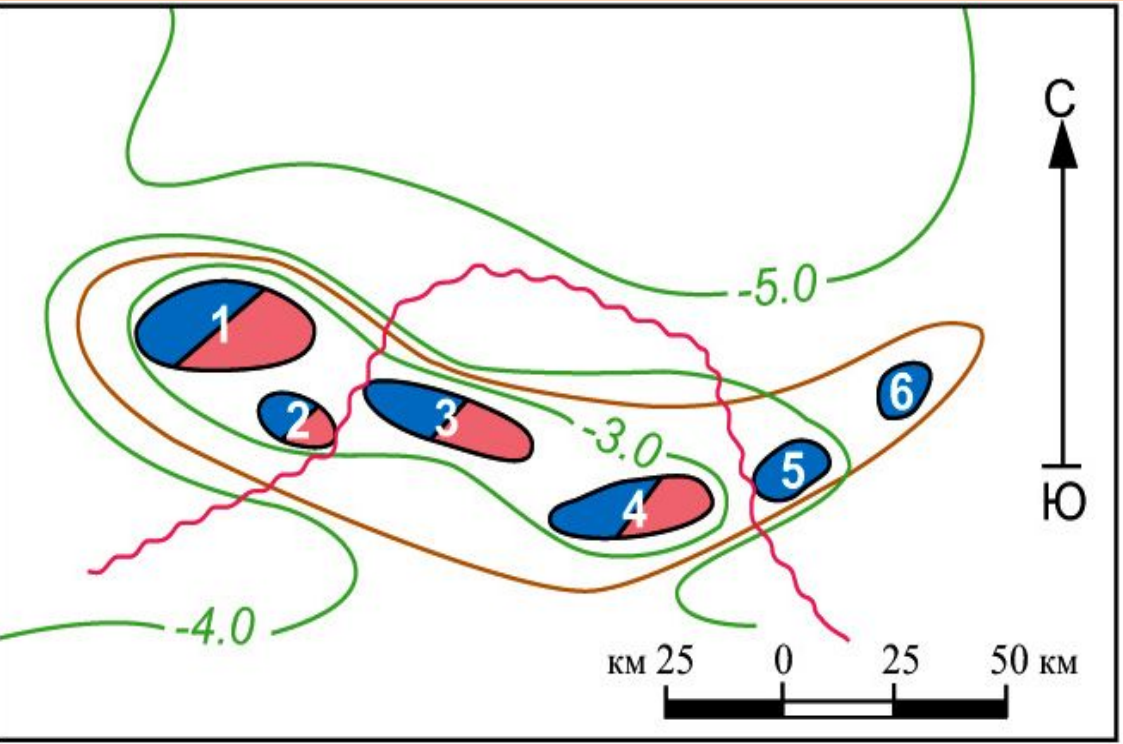
Фазовый состав флюида	C ₁ +C ₂ геол./извл. млн.т; млрд.м ³	Неоткрытые ресурсы, %	Всего геол./извл. млн.т; млрд.м ³	Доля нефти	Плотность ресурсов	
					геол. тыс. т/км ²	извлек. тыс.т/км ²
нефть (н)	377,0/74,0	10%	415,0/81,0	0,54/0,2		
газ (г)	306,0	10%	337,0			
Σн+г+г _р +конд.	692,0/385,0	10%	762,0/424,0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

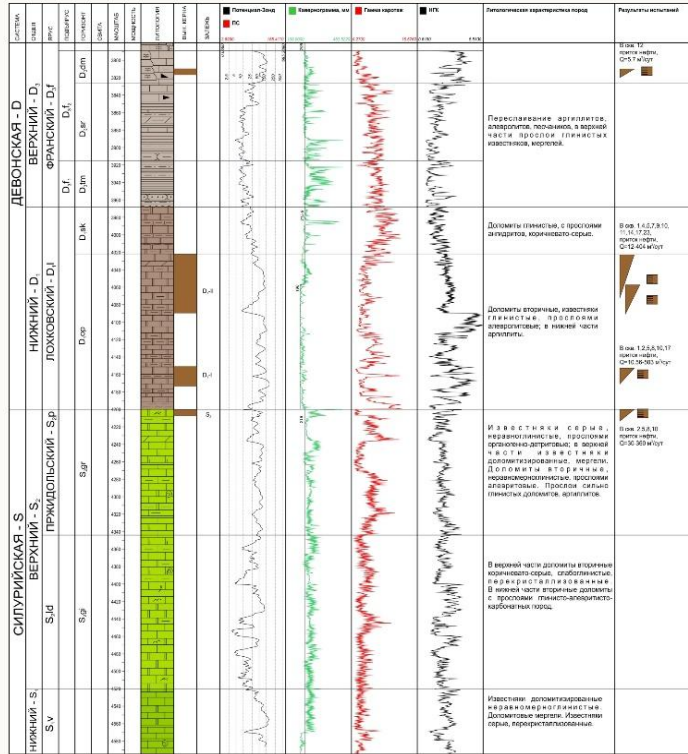
Примеры выделения эталонных участков

Полная характеристика эталонного участка включает:

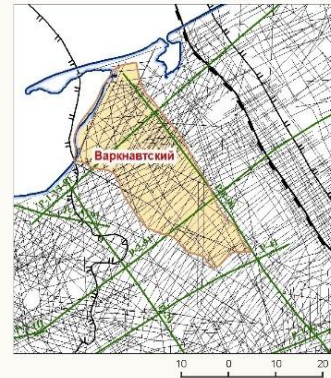
- схему сейсмической и буровой изученности;
- сводный геолого-геофизический разрез;
- схематический геологический разрез;
- структурную карту по отражающему горизонту, расположенному вблизи кровли нефтегазоносного комплекса;
- таблицу запасов и локализованных ресурсов объектов, входящих в эталон;
- таблицу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

ВАРКНАВТСКИЙ ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК D₁, НГПК

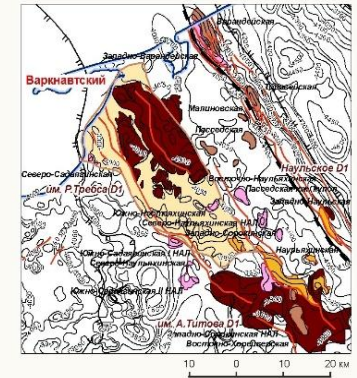
Месторождение им. Р. Требса. Сводный геолого-геофизический разрез



Сейсмическая изученность



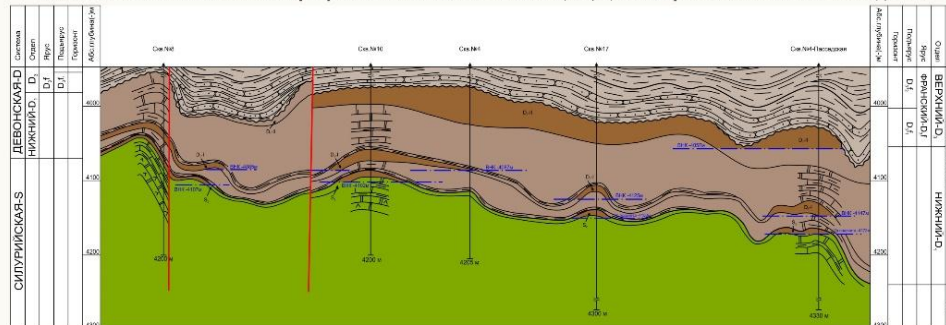
Эталонный участок



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 УУВ, млн т
Варкнавтский 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
				ABC ₁ +C ₂	72,468	12,661	85,129
Северо-Наульяхинская НАЛ	O ₂ -D ₁	D ₁	D ₁	C ₂	0,479		0,479
Южно-Небейяхинская	O ₂ -D ₁	D ₁	D ₁	D ₁	0,474		0,474
Всего	O ₂ -D ₁	D ₁	D ₁	НСР	73,421	12,661	86,082

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

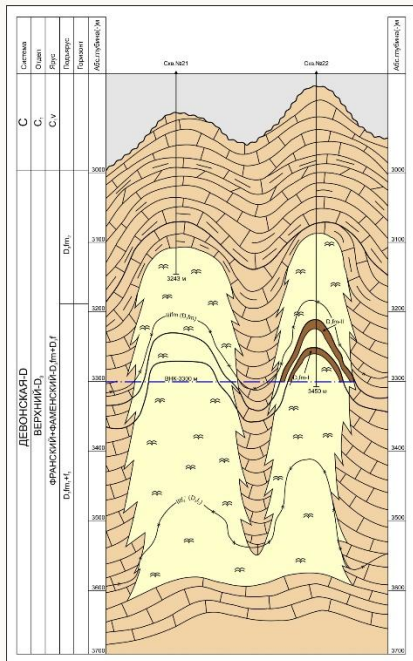


Параметры эталона

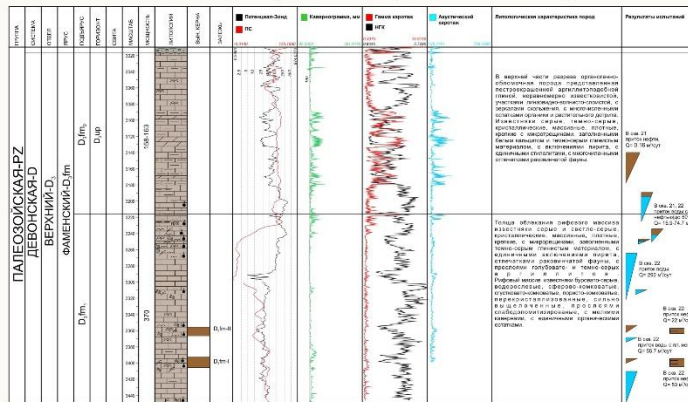
Название параметров	Единица измерения	
Эффективная толщина	м	7,5-35,4
Пористость коллектора	доли единицы	0,013-0,025
Температура пластовая	°С	92
Давление текущее	Мпа	
Плотность нефти	г/см ³	0,814-0,825
Плотность конденсата	г/см ³	
Нефтенасыщенность	доли единицы	0,85-0,9
Газонасыщенность	доли единицы	
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

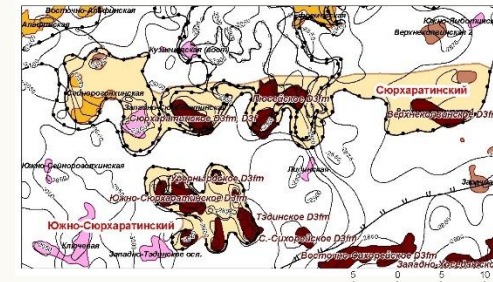
Геолого-геофизический разрез по линии скважин №№ 21, 22 - Пуосьейские



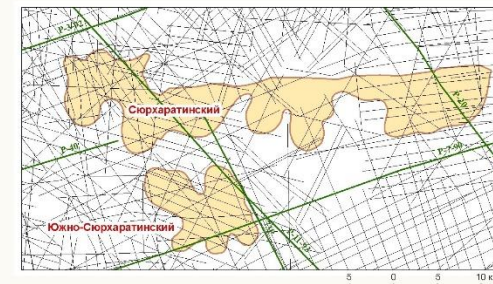
Сводный геолого-геофизический разрез Пуосьеюг месторождения



Эталонный участок



Сейсмическая изученность



Геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2009 г.

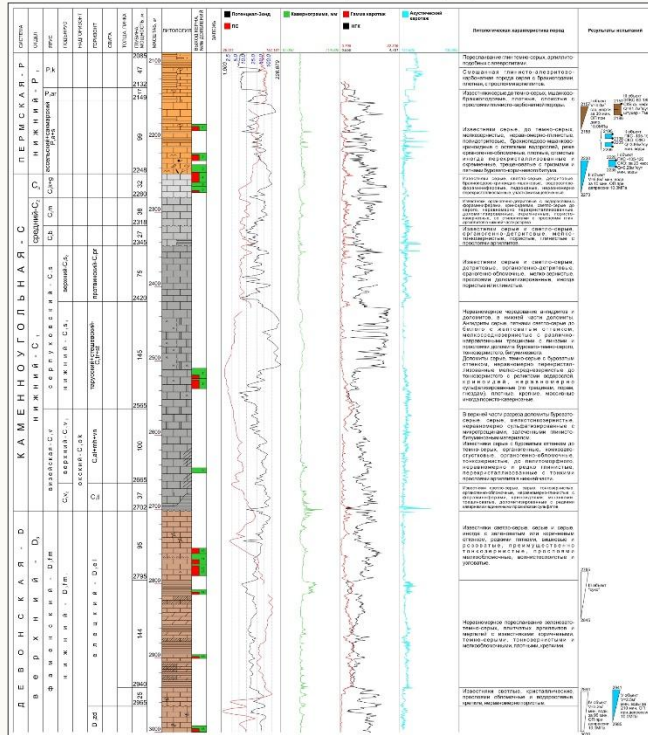
Месторождение, площадь	НГК	резервуар	продуктивный пласт	категория	Геологические запасы и ресурсы			всего УУВ, млн. у.т	
					нефть, млн.т	газ раст., млрд м ³	газ ГШ, млрд м ³		
Сюрхаратинский ЗУ									
Пуосьеюг	D3dm-C1t	фаменский	D3fm II	ABC1	2,688	0,113	-	2,801	
				C2	11,673	0,483	-	12,156	
Пуосьеюг	D3dm-C1t	фаменский	D3fm I	ABC1	1,209	0,040	-	1,249	
				C2	7,046	0,240	-	7,286	
Сюрхаратинское	D3dm-C1t	фаменский	D3fm лл.III	ABC1	18,500	0,429	-	18,929	
				C2	-	-	-	-	
Сюрхаратинское	D3dm-C1t	франский	D3f	ABC1	1,215	0,055	-	1,270	
				C2	0,094	-	-	0,094	
Вернекопьянское	D3dm-C1t	фаменский	D3fm лл.III	ABC1	3,732	0,087	-	3,819	
				C2	1,313	0,030	-	1,343	
Сейнорогоянская	D3dm-C1t	фаменский	D3fm 1 купол	C3	2,580	-	-	2,580	
				C2	0,322	-	-	0,322	
Сейнорогоянская	D3dm-C1t	фаменский	D3fm 2 купол	C3	0,322	-	-	0,322	
				C2	0,857	-	-	0,857	
Сейнорогоянская	D3dm-C1t	верхне-франский	D3f	C3	0,857	-	-	0,857	
				C2	-	-	-	-	
Западно-Сюрхаратинская	D3dm-C1t	фаменский	D3fm	D1	4,580	-	-	4,580	
				C2	-	-	-	-	
Западно-Сюрхаратинская	D3dm-C1t	верхне-франский	D3f	D1	0,432	-	-	0,432	
				C2	-	-	-	-	
					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
всего по ЗУ						55,384	1,476	-	56,860

Параметры эталона

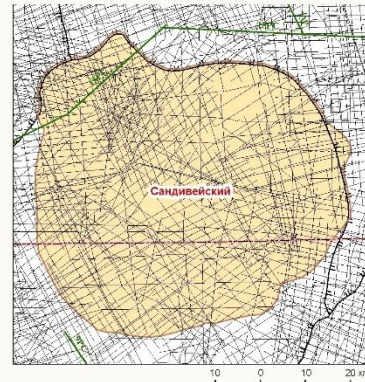
Название параметров	Единица измерения	Значения	
Эффективная толщина	м	min	3,5
		max	22,2
Пористость коллектора	доли единицы	0,11 - 0,133	
Температура пластов	°C	75,5 - 79	
Давление текущее	Мпа	- -	
Плотность нефти	г/см ³	0,8886 - 0,908	
Плотность конденсата	г/см ³	- -	
Нефтенасыщенность	доли единицы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

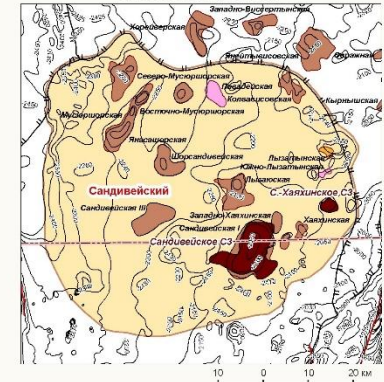
Сводный геолого-геофизический разрез



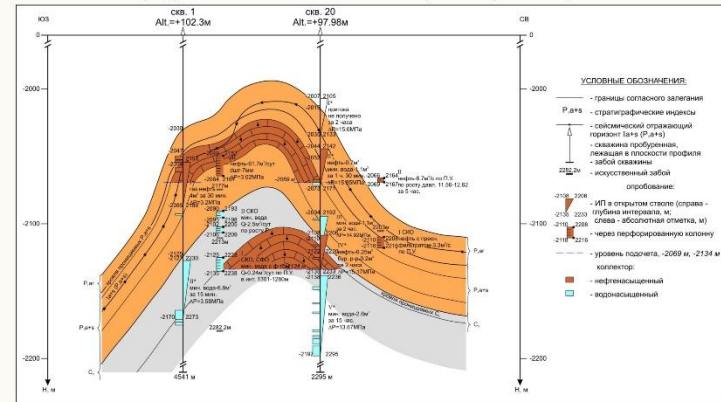
Сейсмическая изученность



Эталонный участок



Схематический геологический профиль продуктивных отложений нижней перми и верхнего карбона



Начальные геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2009 г.

Месторождение, площадь	НГК	резервуар	продуктивный пласт	категория	Начальные геологические запасы и ресурсы*		
					нефть, милт.	газ, раст., млрд м ³	конденсат, милт.
Сандивейский ЭУ							
Сандивейское	C1v2-3 - P1	C1v2-3 - C3	C3	доб.-АВСТ	42 198	1 500	41 698
Северо-Халиловское	C1v2-3 - P1	C1v2-3 - C2	C3	доб.-АВСТ	0 567	0 021	0 236
Северо-Мушорская	б.	C1v2-3 - C1					0 000
Мушорская	б.	C1v2-3 - C1					0 000
Шершавинская	б.	C1v2-3 - C1					0 000
Сандивейская III	б.	C1v2-3 - C3					0 000
Завидно-Халиловская	б.	C1v2-3 - C1					0 000
Коминская	б.	C1v2-3 - C1					0 000
Лыловская	б.	C1v2-3 - C1					0 000

Площадь эталонного участка - 363,7 км²

Средняя удельная НГР УВ в эталонном участке - 11,9 тыс. т.с.д./км²

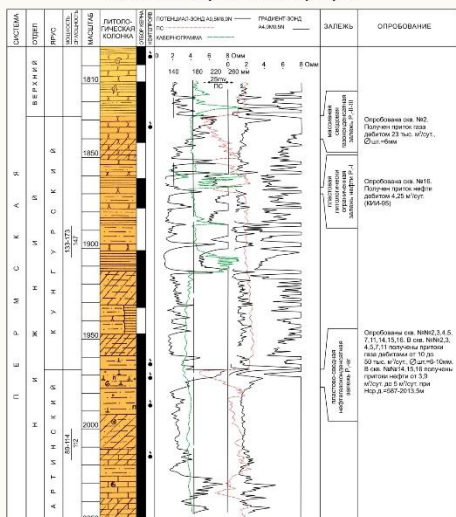
начальные геологические запасы и ресурсы* - актуализация по состоянию на 1.01.2010 г.

Параметры эталона

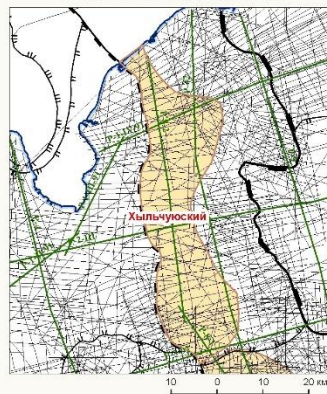
Название параметра	Единица измерения	минимум и максимум значения
Объемная доля	м	1,4-6,3
Пористость коллектора	доли единицы	0,09-0,17
Температура пластов	°С	56-60
Длина скважины	Мм	-
Плотность нефти	г/см ³	0,857-0,866
Плотность конденсата	г/см ³	-
Нефтенасыщенность	доли единицы	0,58-0,73
Удельная масса (газ растворенный)	г/м ³	9,2-35,6
Среднее содержание серы конденсата	г/см ³	-
Коэффициент извлечения нефти	доли единицы	0,38
Коэффициент извлечения конденсата	доли единицы	-
Составление нефти и газа свободного	доли единицы	100

ХЫЛЬЧУЮСКИЙ ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК P₂ НКГ

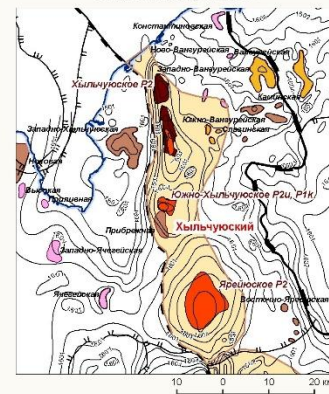
Хыльчужское месторождение. Геолого-геофизический разрез



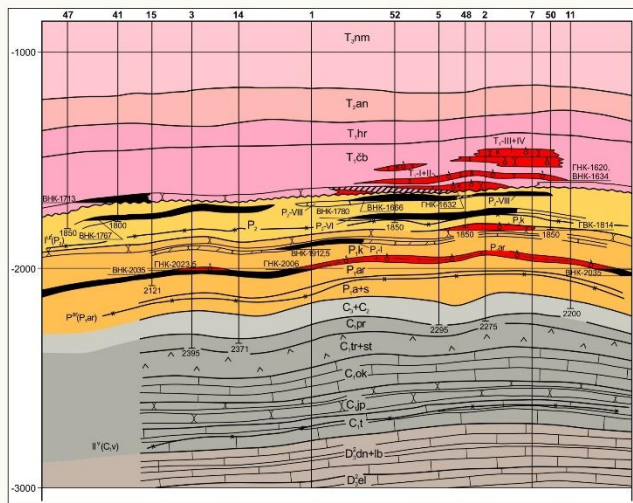
Сейсмическая изученность



Эталонный участок



Геологический разрез по линии скважин №№ 47, 41, 15, 3, 14, 1, 52, 5, 48, 2, 7, 50, 11



Параметры эталона

Название параметров	Единица измерения	Значения миним. и максим.
Эффективная толщина	м	2-5,9
Открытая пористость	доп. единицы	0,13-0,2
Температура пластов	°C	27-51
Давление текущее	Мпа	
Плотность нефти	г/см ³	0,847-0,851
Плотность конденсата	г/см ³	
Нефтенасыщенность	доп. единицы	0,56-0,61
Газонасыщенность	доп. единицы	0,49-0,67
Газосодержание (газ растворенный)	м ³ /т	70,2-72,3
Текущее содержание стаб. конденсата	г/см ³	
Коэффициент извлечения нефти	доп. единицы	0,25-0,37
Коэффициент извлечения конденсата	доп. единицы	
Соотношение нефти и газа свободного	доп. единицы	

Начальные геологические запасы и ресурсы по состоянию на 01.01.2009 г.

Месторождение, площадь	НКГ	резервуар (подкомплекс)	продуктивный пласт	категория	Начальные геологические запасы и ресурсы*				
					нефть, млт.	газ ГШ, млрд.м3	газ ГП, млрд.м3	конденсат, млт.	всего УВ, млт.
Хыльчужский ЭУ									
Хыльчужское	P1-P3	P2	P2	доб.+ABC1	11,474	0,261			11,735
				C2	1,253	0,025			1,278
Южно-Хыльчужское	P1-P3	P1k, P2a	P1k, P2a	доб.+ABC1	2,183	0,049	0,036		2,268
C2							0,000		
Ярейское			P1k	доб.+ABC1			4,123		4,123
				C2			3,184		3,184

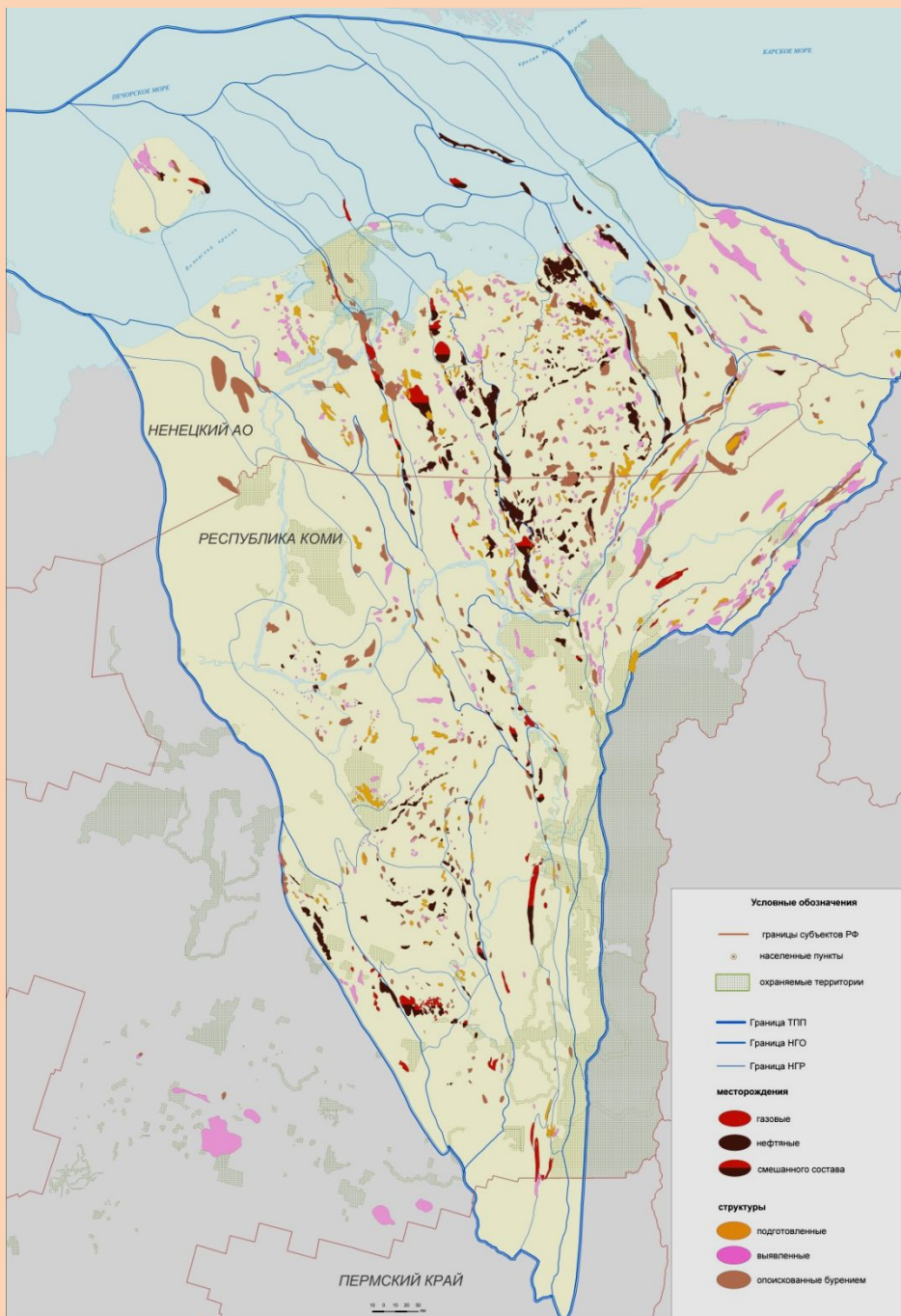
Площадь эталонного участка 846,0739 км²
Средняя удельность НСР УВ (геологически) 26,88811 тыс. т. у. / км²

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

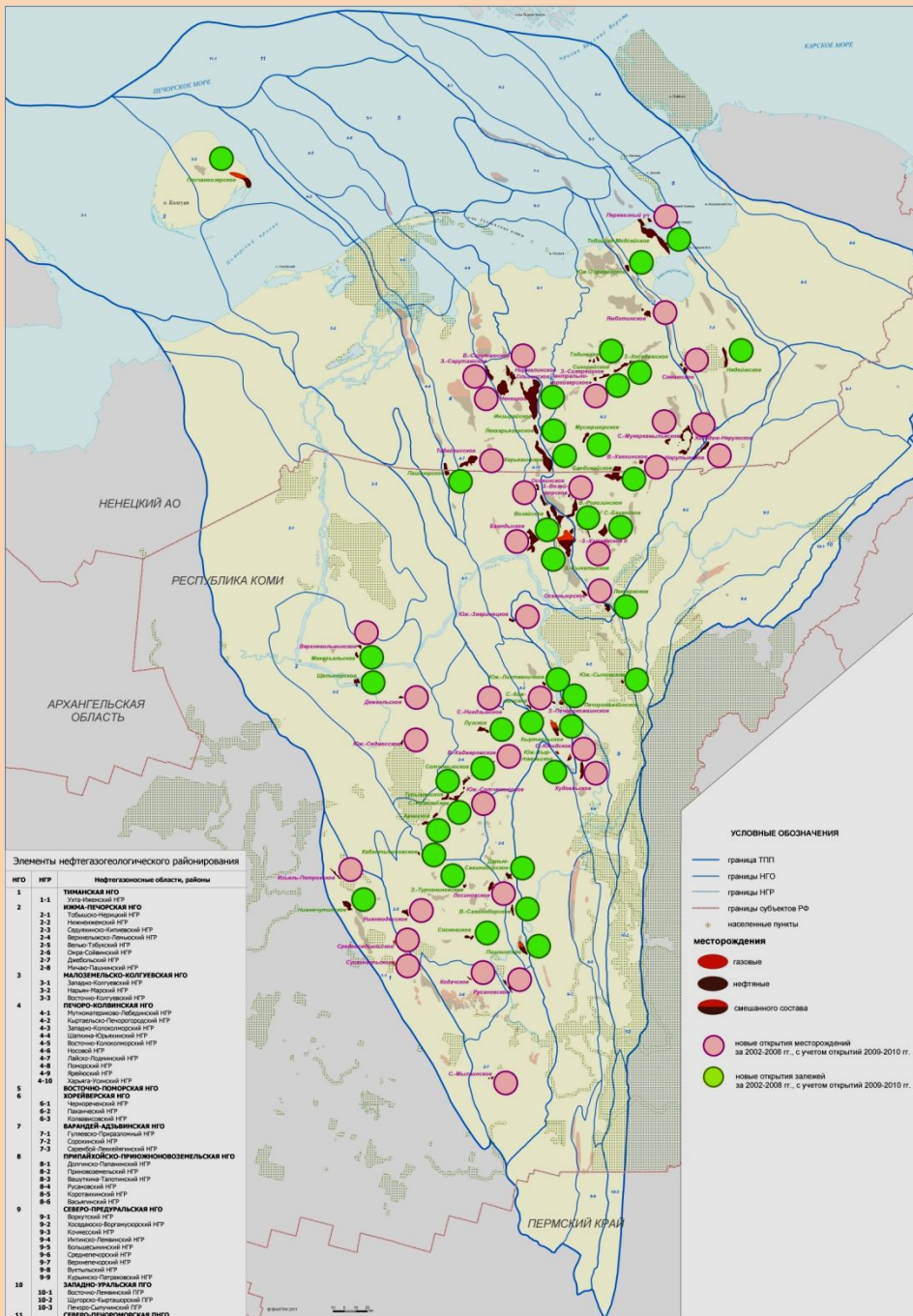
Рассмотрим последовательность выполнения оценки ресурсов методом аналогий на конкретном примере Тимано-Печорской НГП

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..

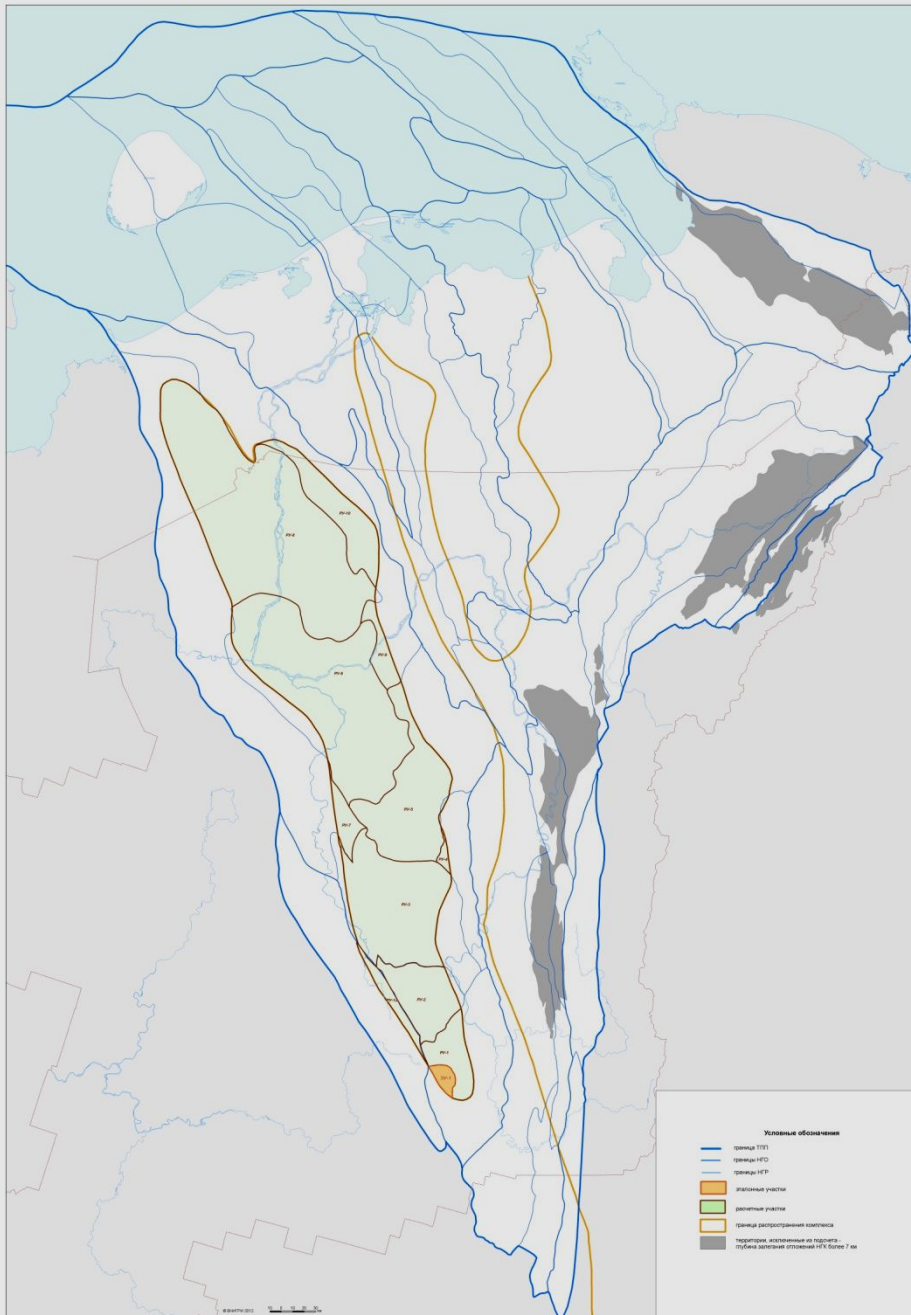


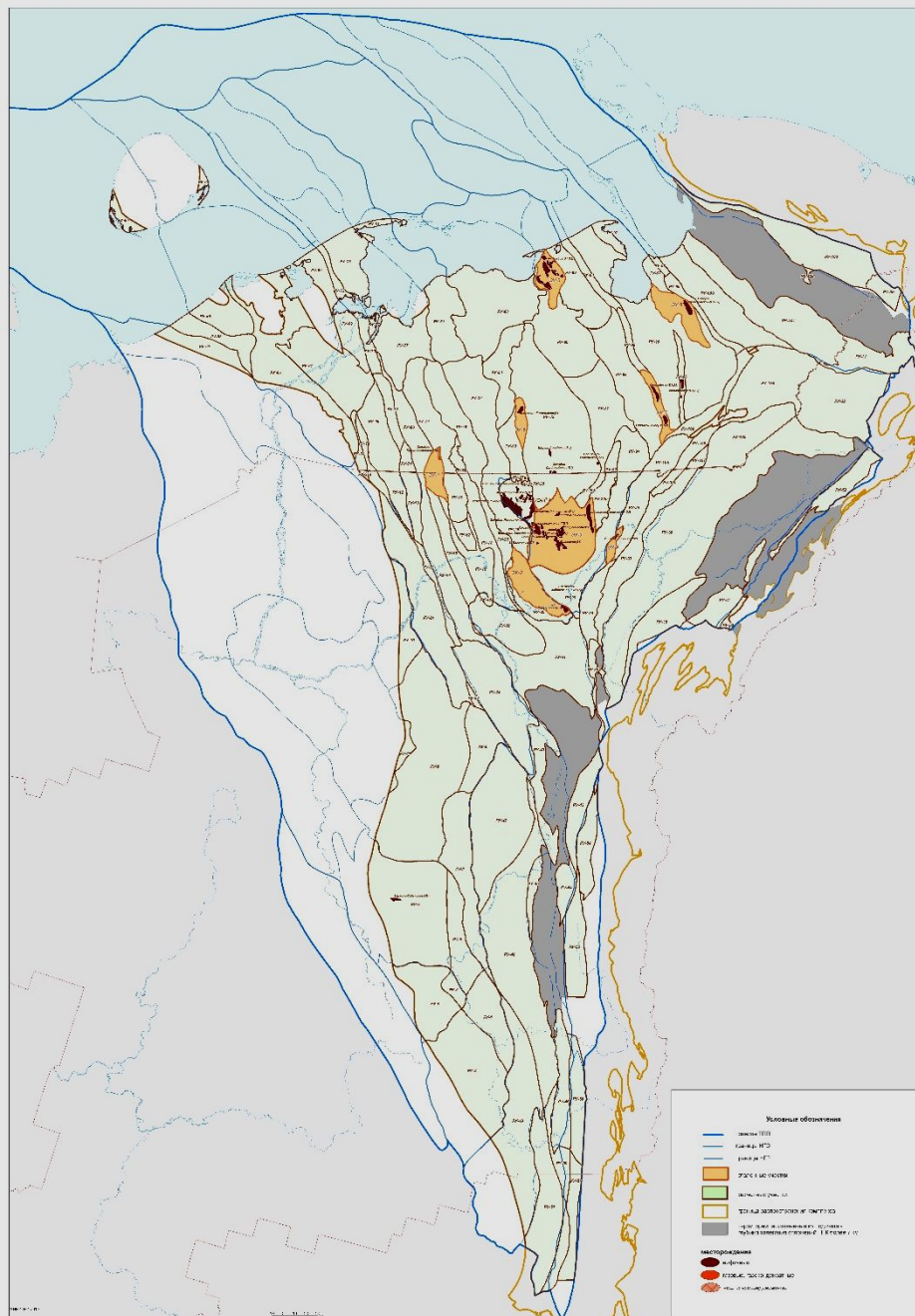
Схематический подсчетный план по O_{1-2} ПНГК

Составляются подсчетные
планы по каждому
нефтегазоносному
комплексу.

На них выделяются
эталонные и расчетные
участки.

Каждый участок получает
свой номер





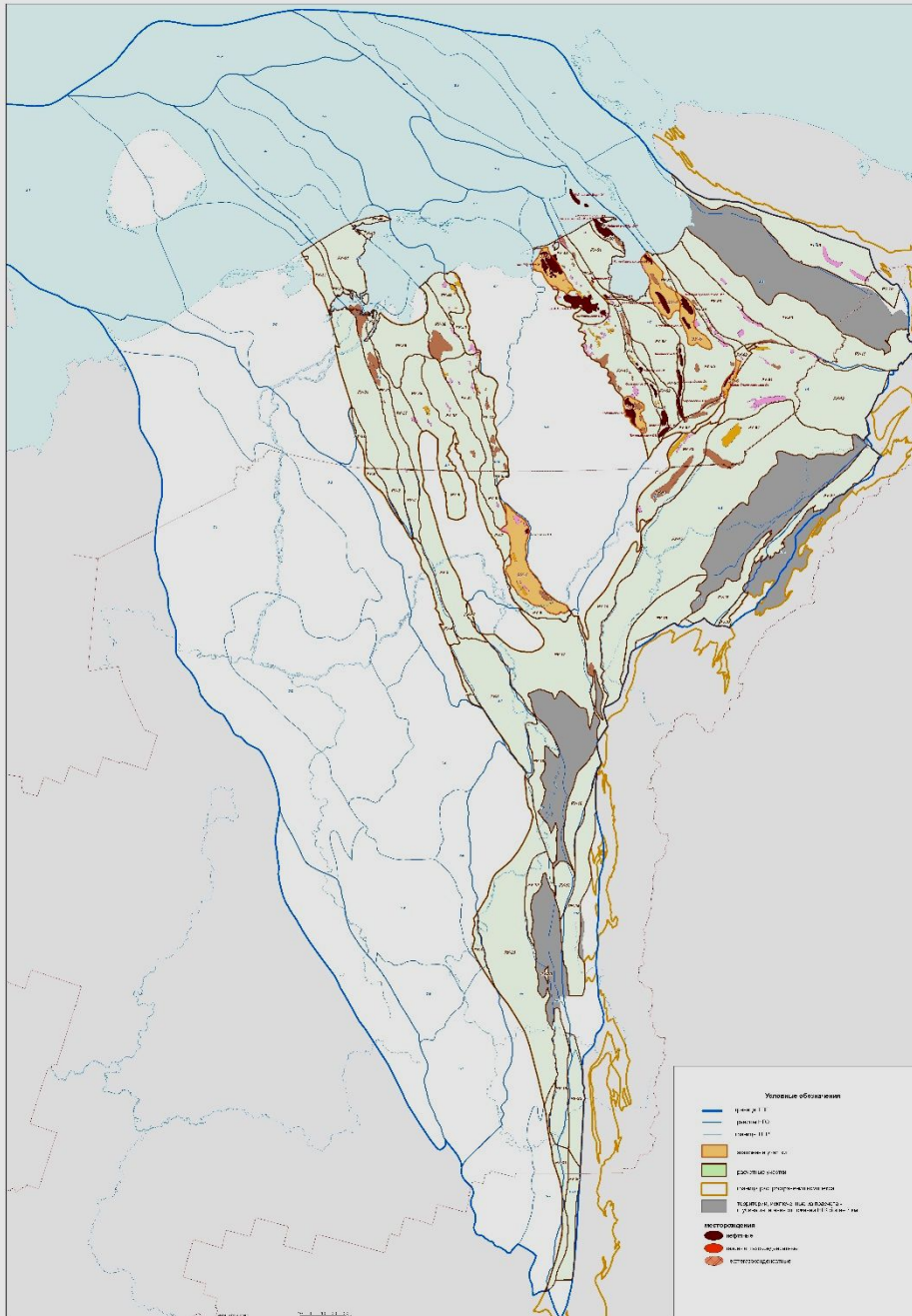
Подсчетный план по O_2-S_2 НГПК

По картам критериев нефтегазоносности устанавливаются количественные зависимости между отдельными учитываемыми параметрами на эталоне и на расчетном участке

Подсчетный план по D₁ НГПК

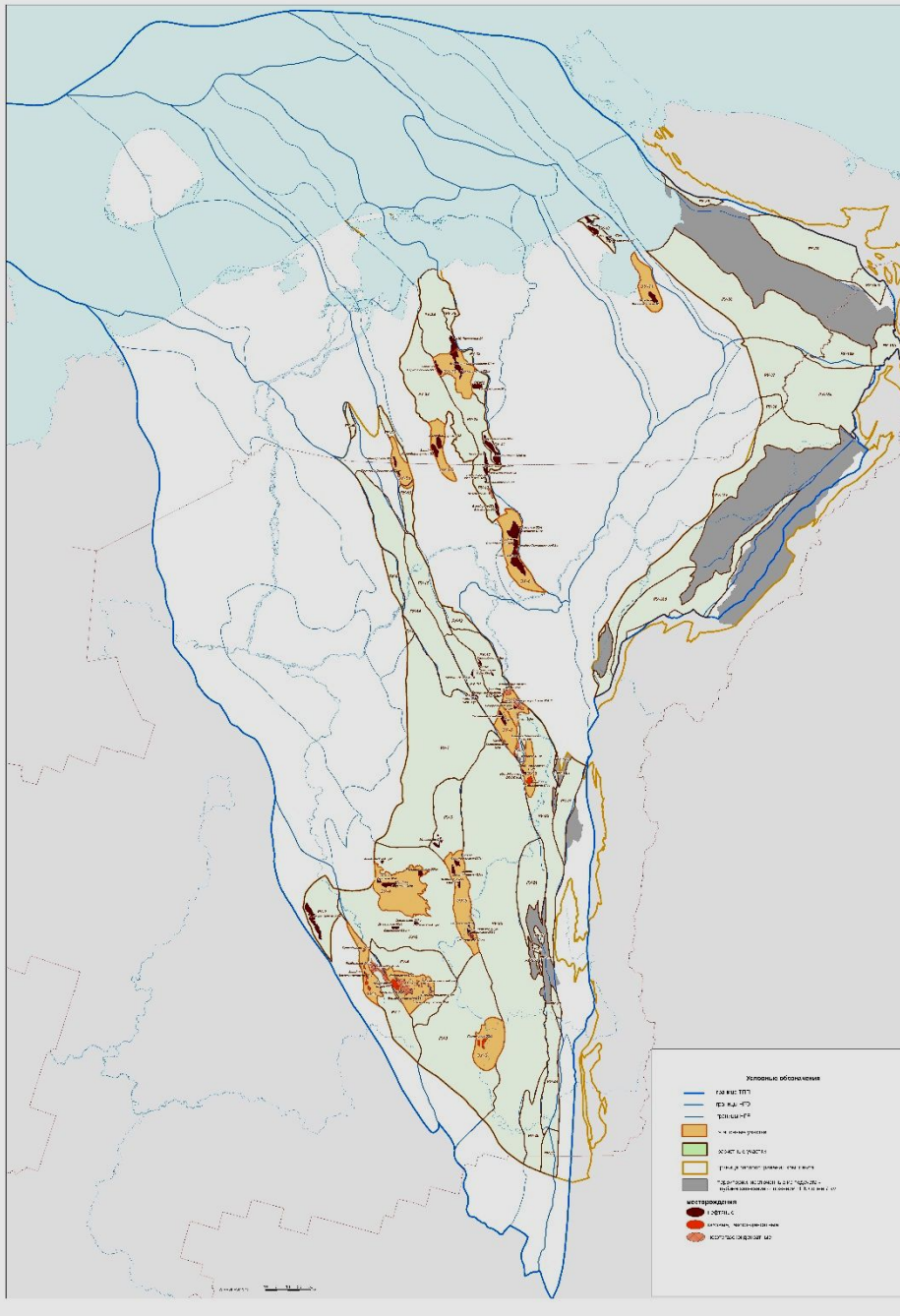
Количественные соотношения соответствуют частным коэффициентам аналогий.

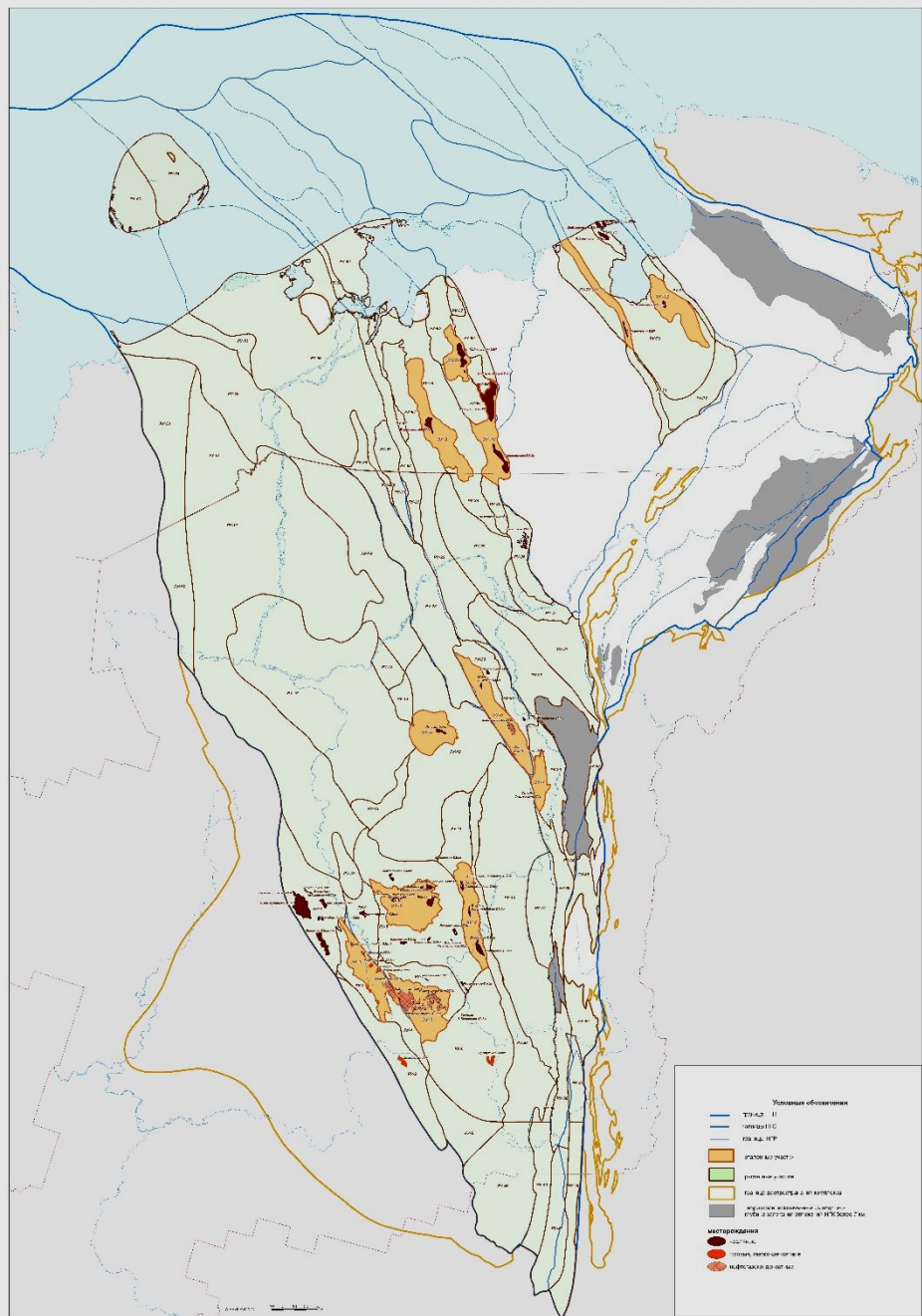
Величина коэффициента менее единицы свидетельствует об ухудшении свойств от эталона к расчетному участку и наоборот.



Подсчетный план по D₂-D₃jr НГПК

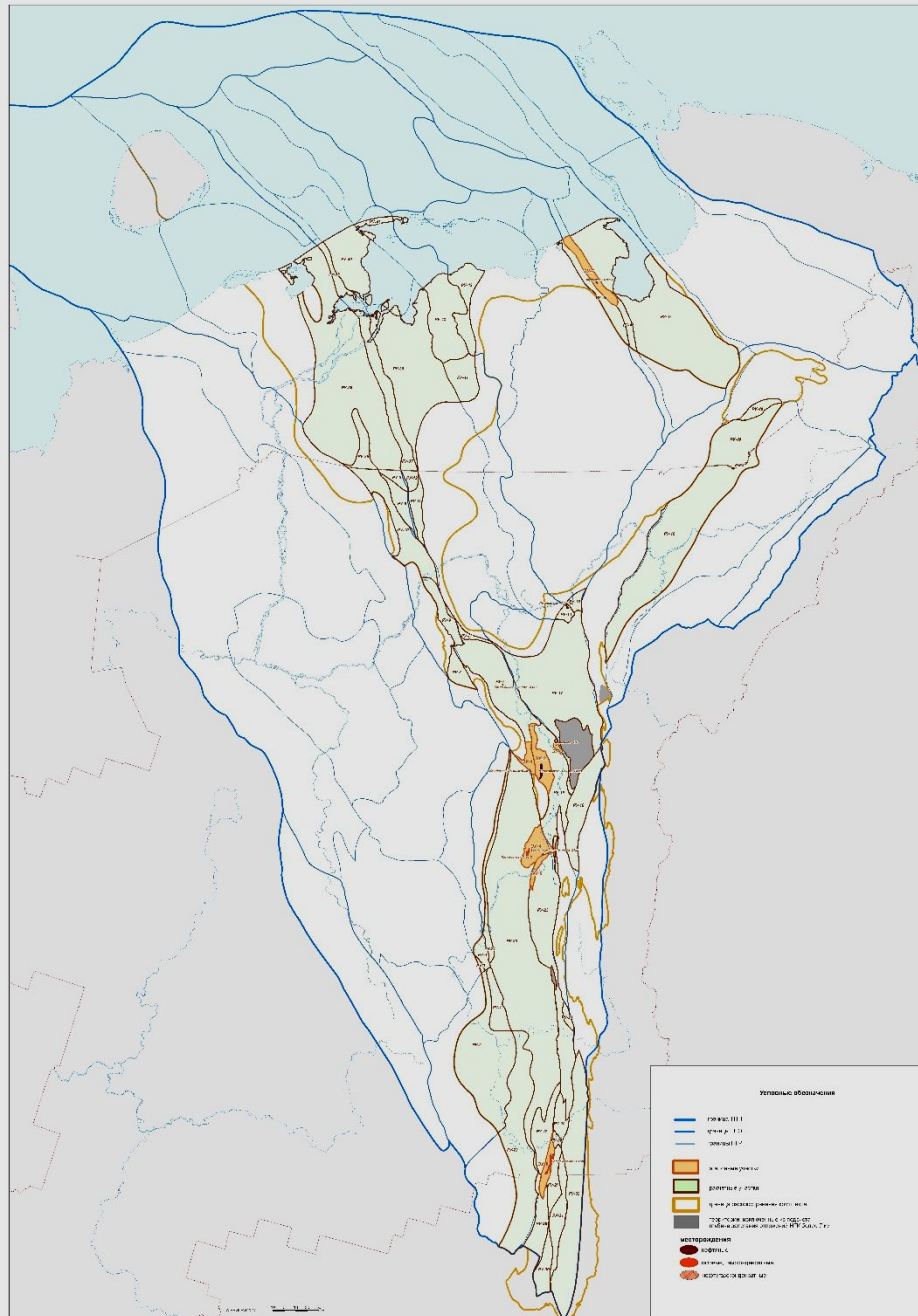
Суммарный коэффициент аналогии получается путем произведения частных коэффициентов аналогии





Подсчетный план по $D_{3f_{1-2}}$ НГПК

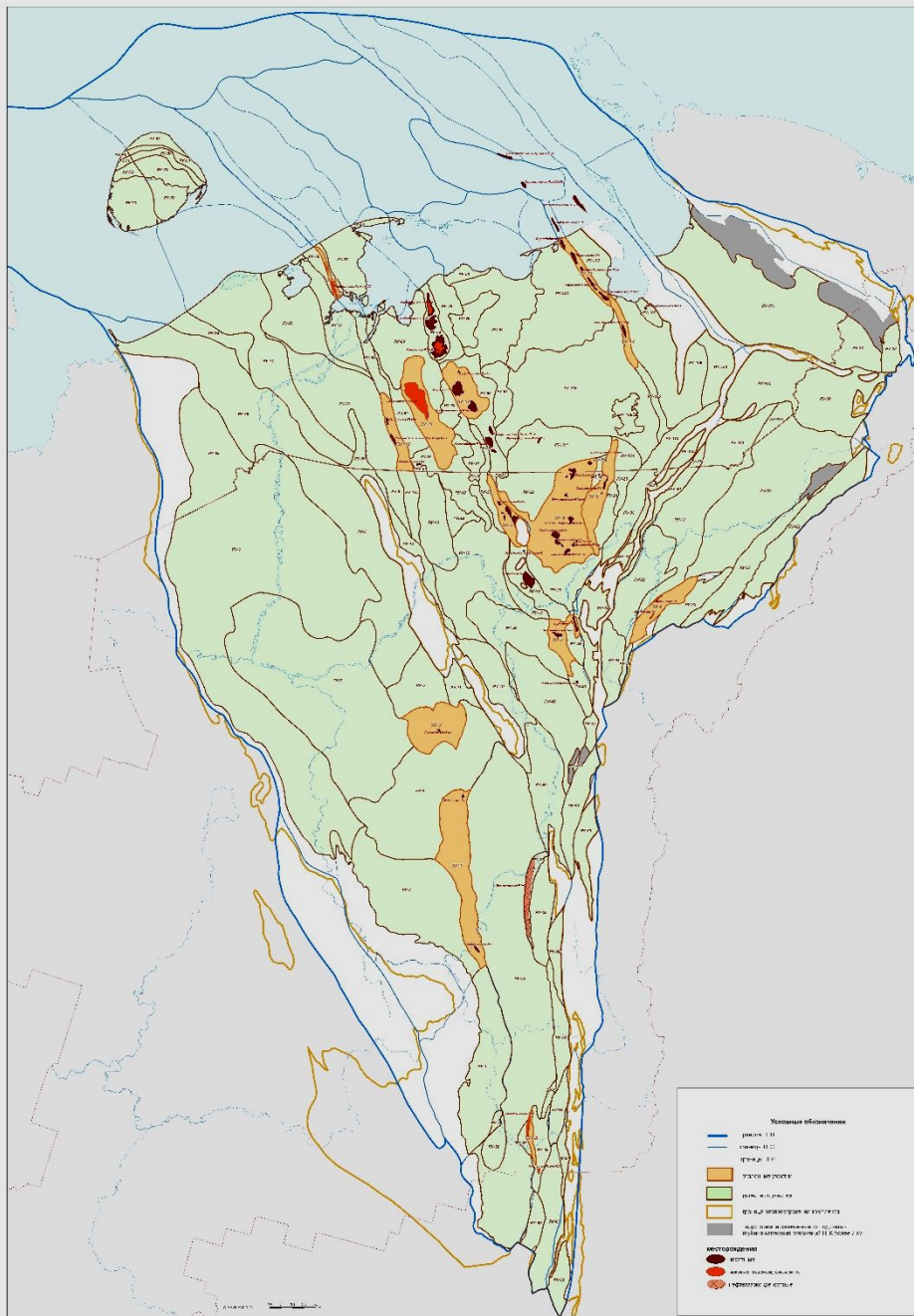
Плотность ресурсов на расчетном участке получается путем произведения плотности, полученной на эталонном участке на суммарный коэффициент аналогии.



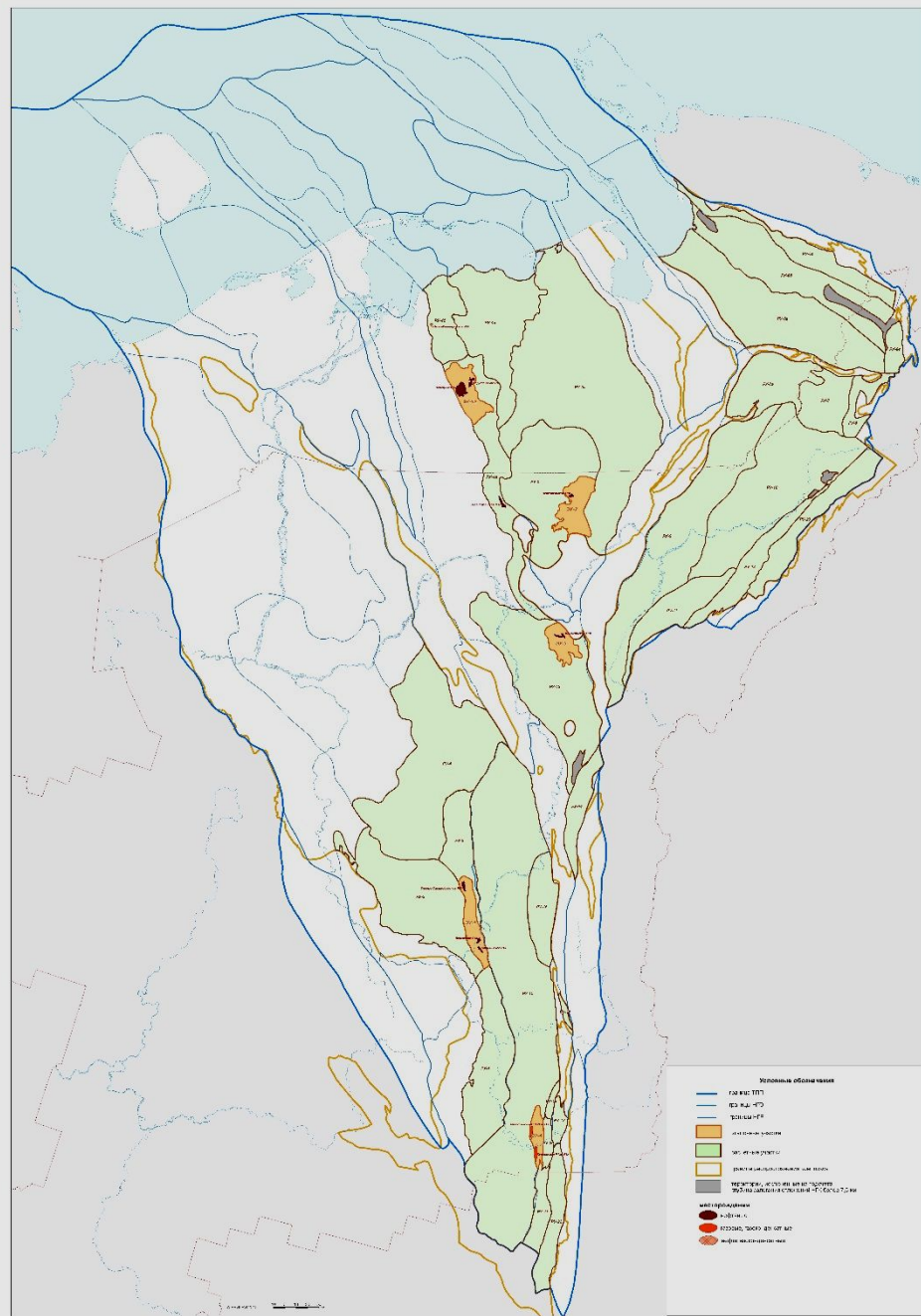
Подсчетный план по ($C_1 v_{1-3}$ НГК)

Также на эталоне
определяется средний
коэффициент извлечения
нефти, который
используется для
определения величины
извлекаемых ресурсов
нефти

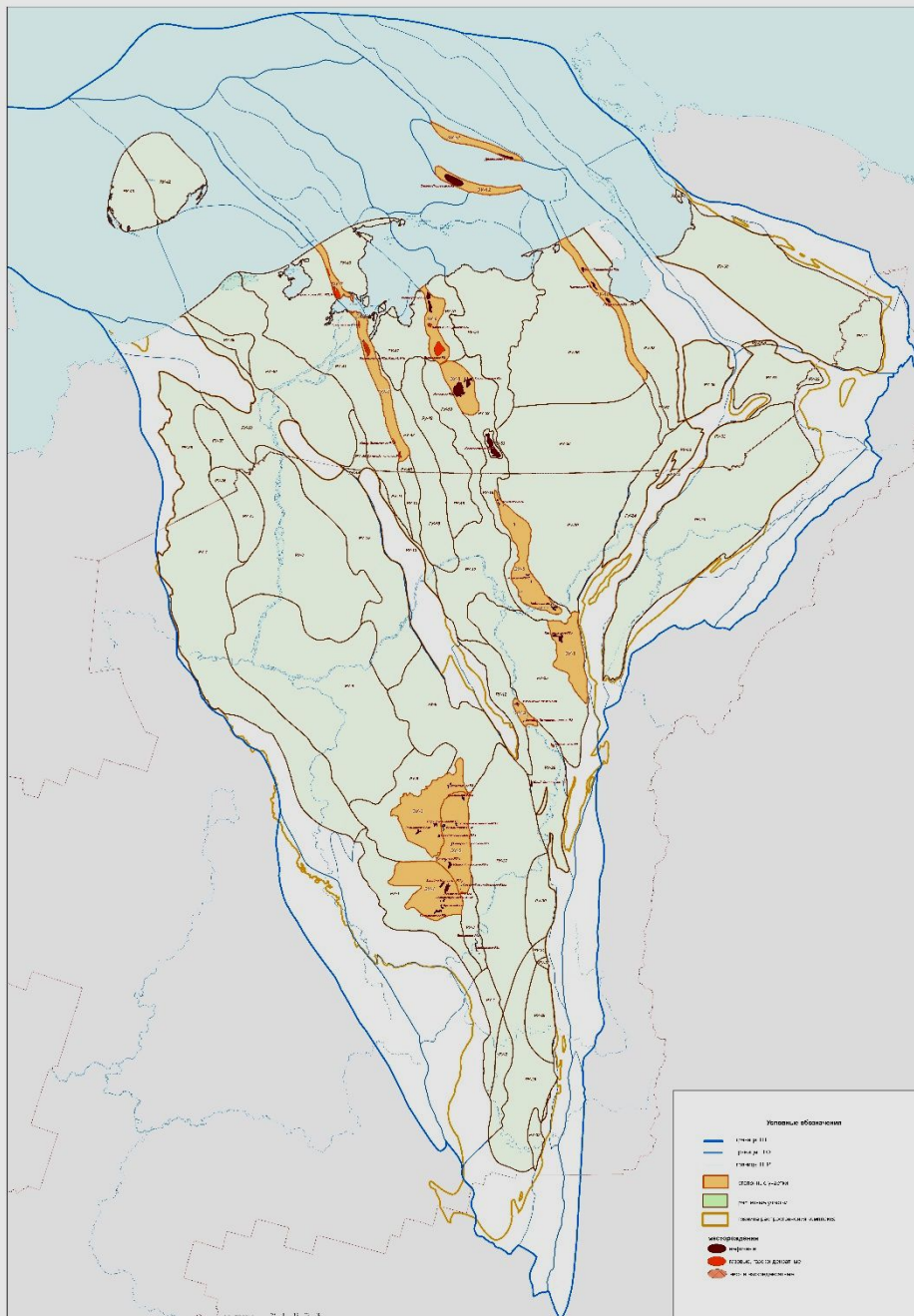
Подсчетный план по нижнепермскому карбонатному нефтегазоносному подкомплексу (P_1a+s НГПК)



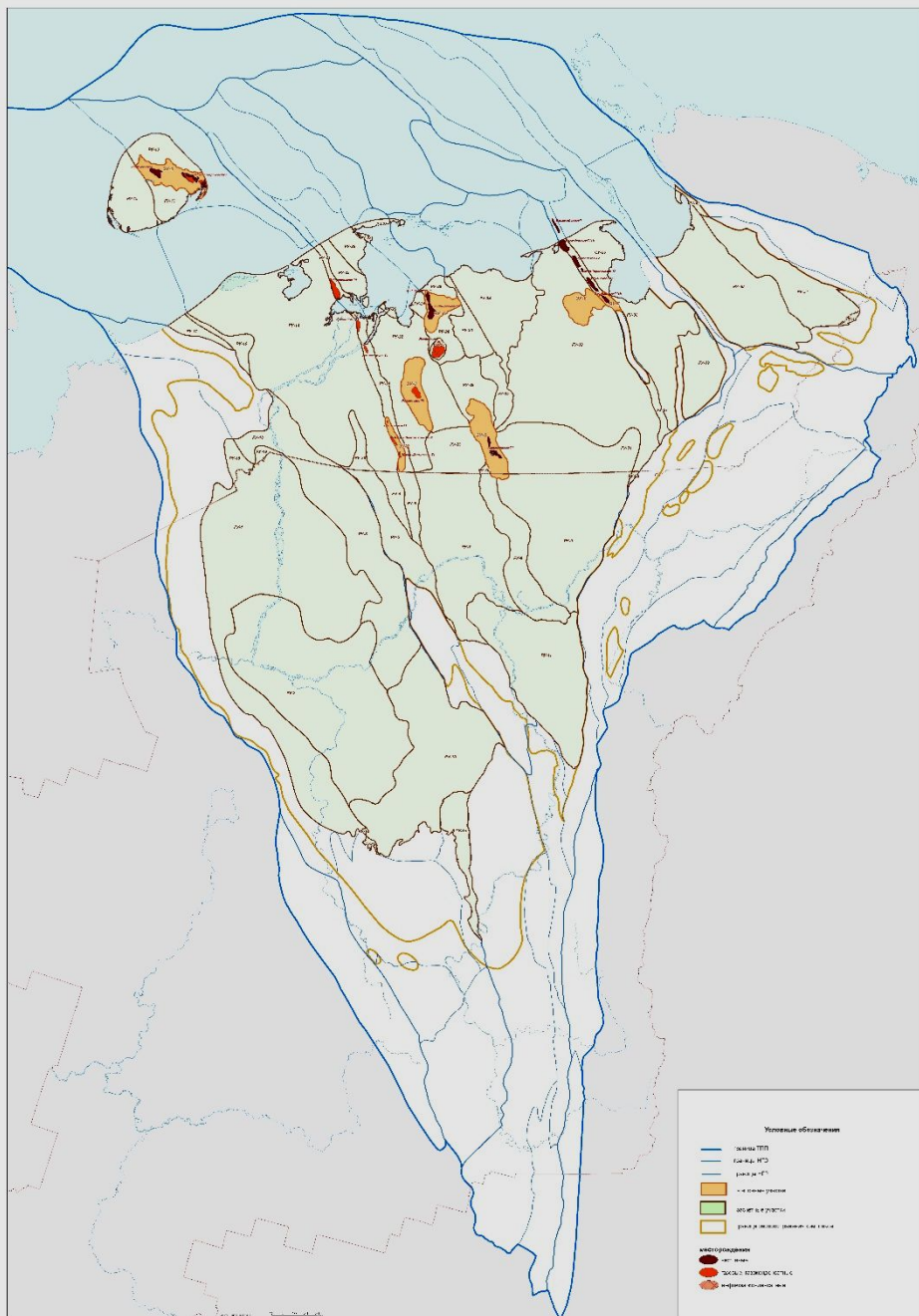
Подсчетный план по нижнепермскому (артинско-кунгурскому) терригенному нефтегазоносному комплексу (P_1ar+k НГК)



**Подсчетный план по
средне-верхнепермскому
терригенному
нефтегазоносному
комплексу
(P₂₋₃ НГК)**



Подсчетный план по триасовому терригенному нефтегазоносному комплексу (Т НГК)

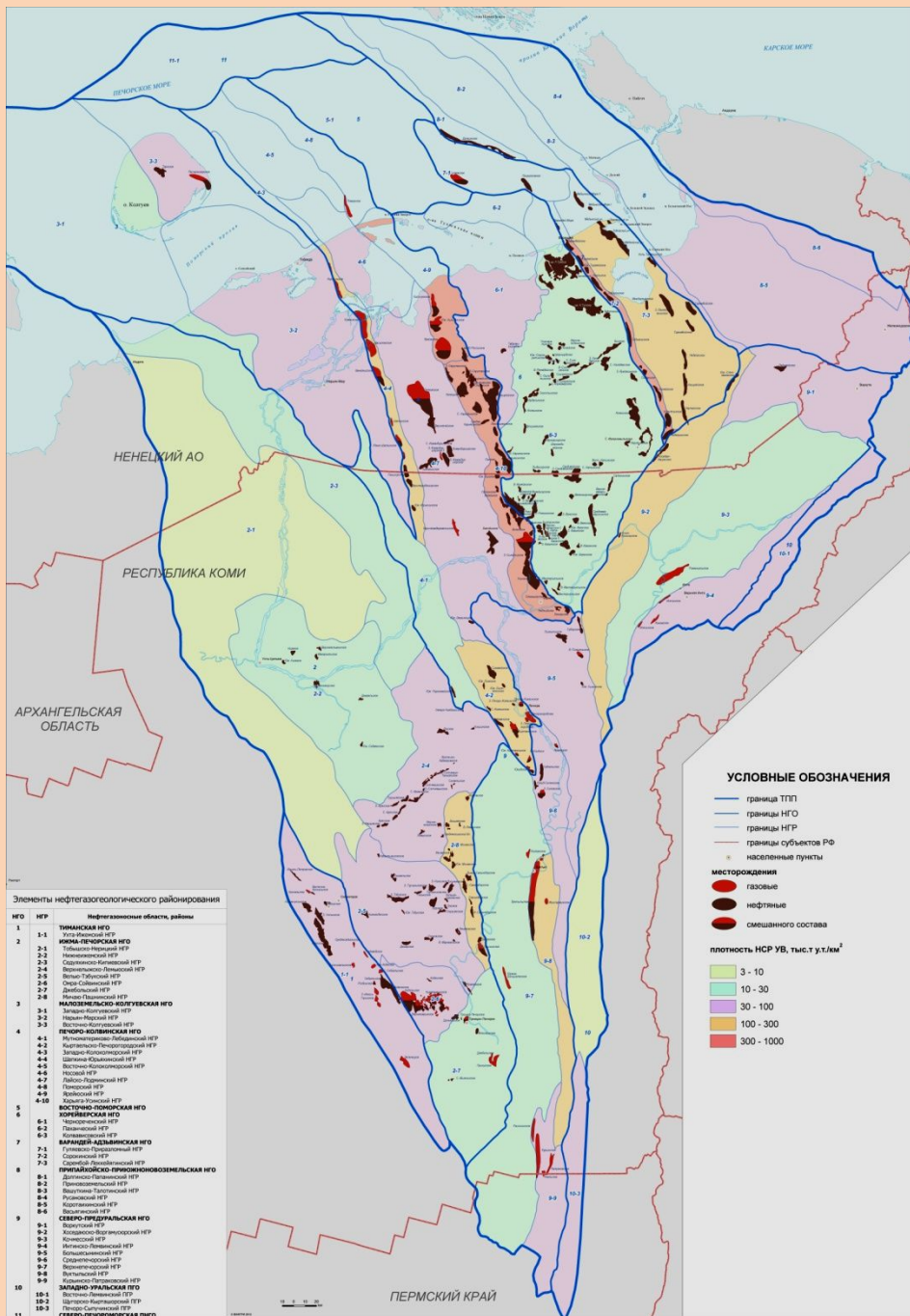


Начальные суммарные ресурсы нефти и газа

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



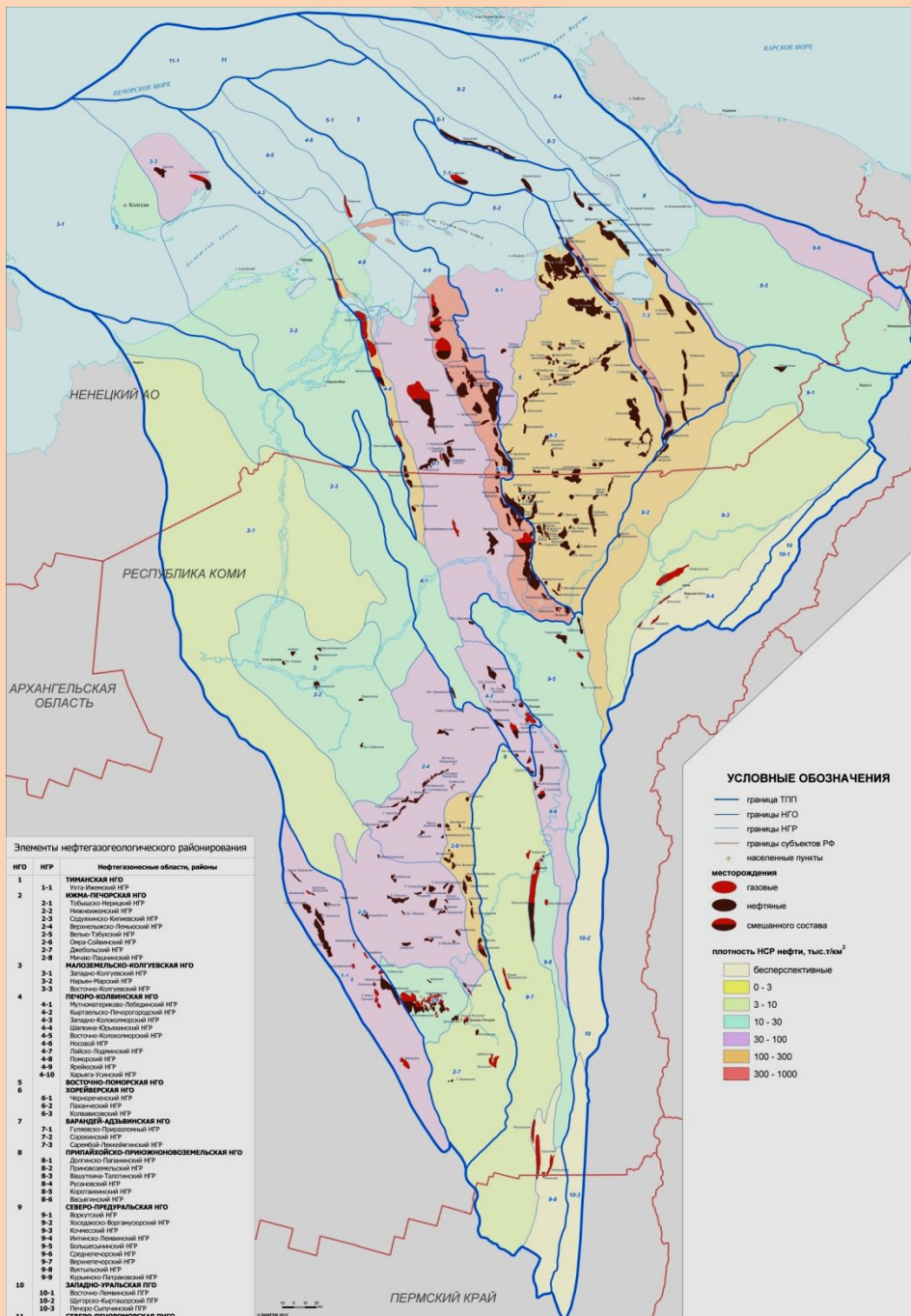
Начальные суммарные ресурсы нефти и газа

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

Метод геологических аналогий

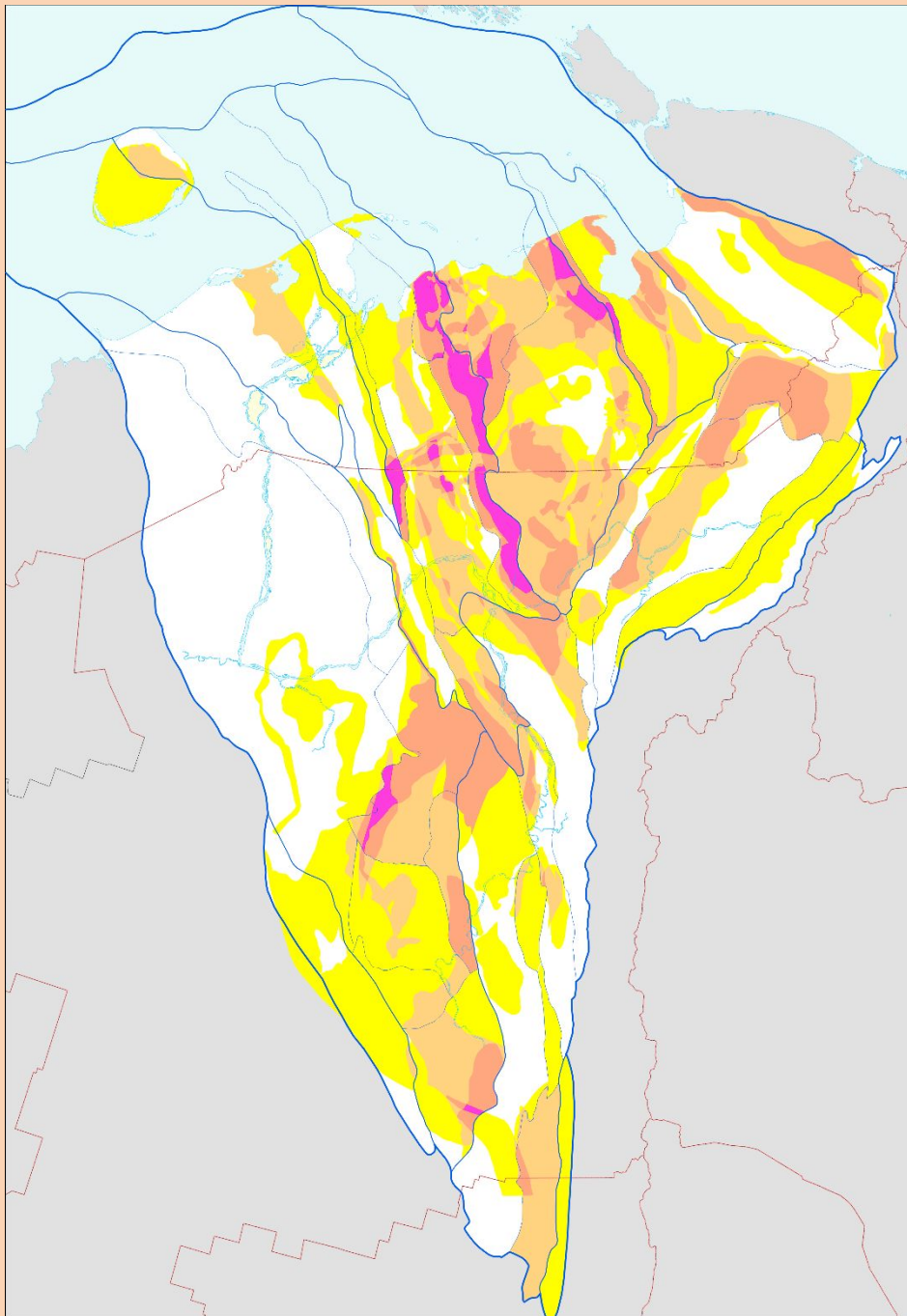
Метод геологических аналогий можно с успехом использовать и для оценки зон нефтегазонакопления.

Оценка производится путем сравнения параметров выявленных зон нефтегазонакопления с уже установленными скоплениями нефти и газа с параметрами зон требующих оценки.

Такое сравнение позволяет получить представление о коэффициентах аккумуляции и сохранности, которые являются характеризуются наибольшей неопределенностью при оценке ресурсов с применением ОГМ

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

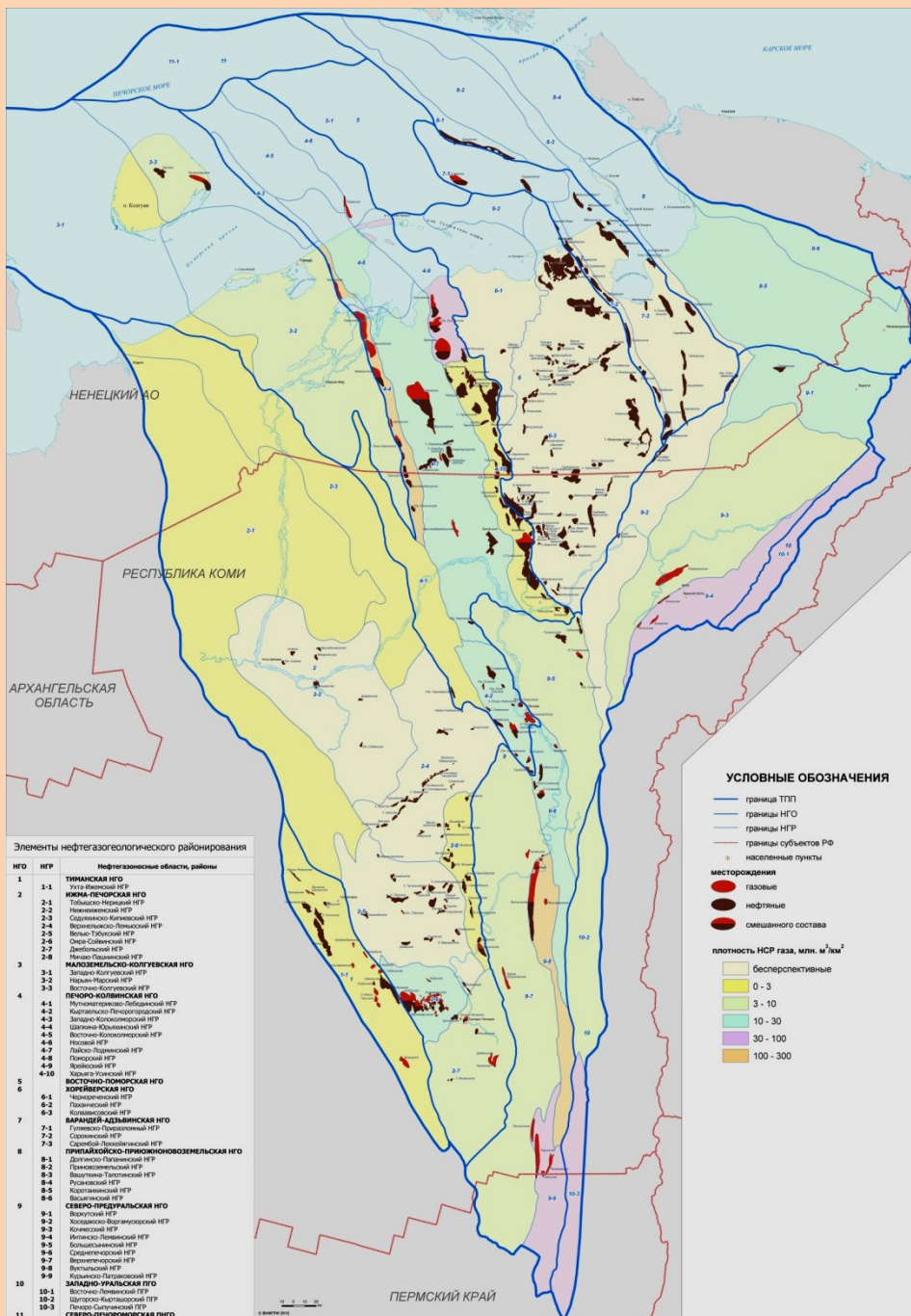
Совмещение в плане ЗНГН:

 двух НГК

 трех НГК

 четырёх НГК

Карта начальных суммарных геологических ресурсов свободного газа Тимано-Печорской НГП

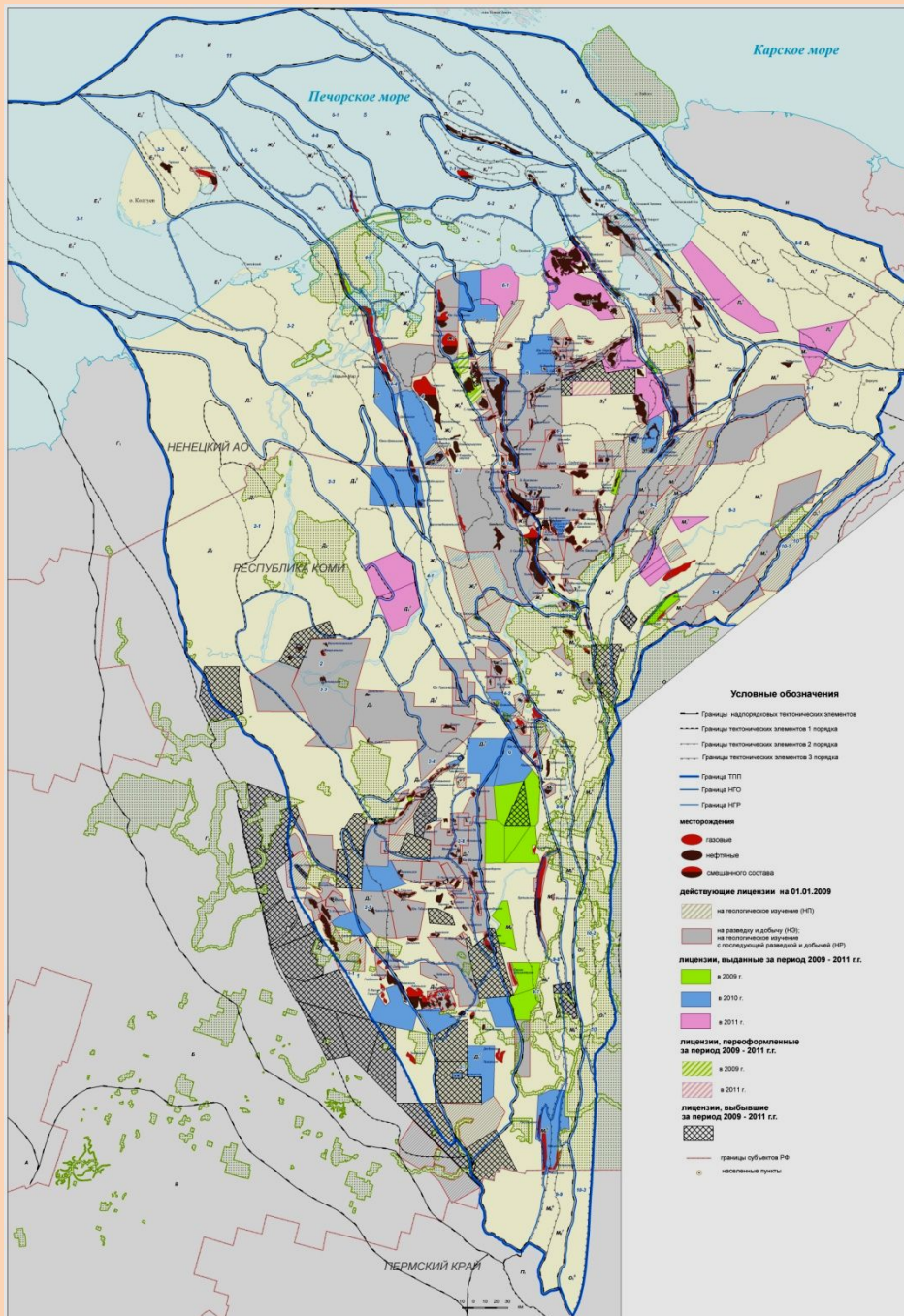


Разведанность газа

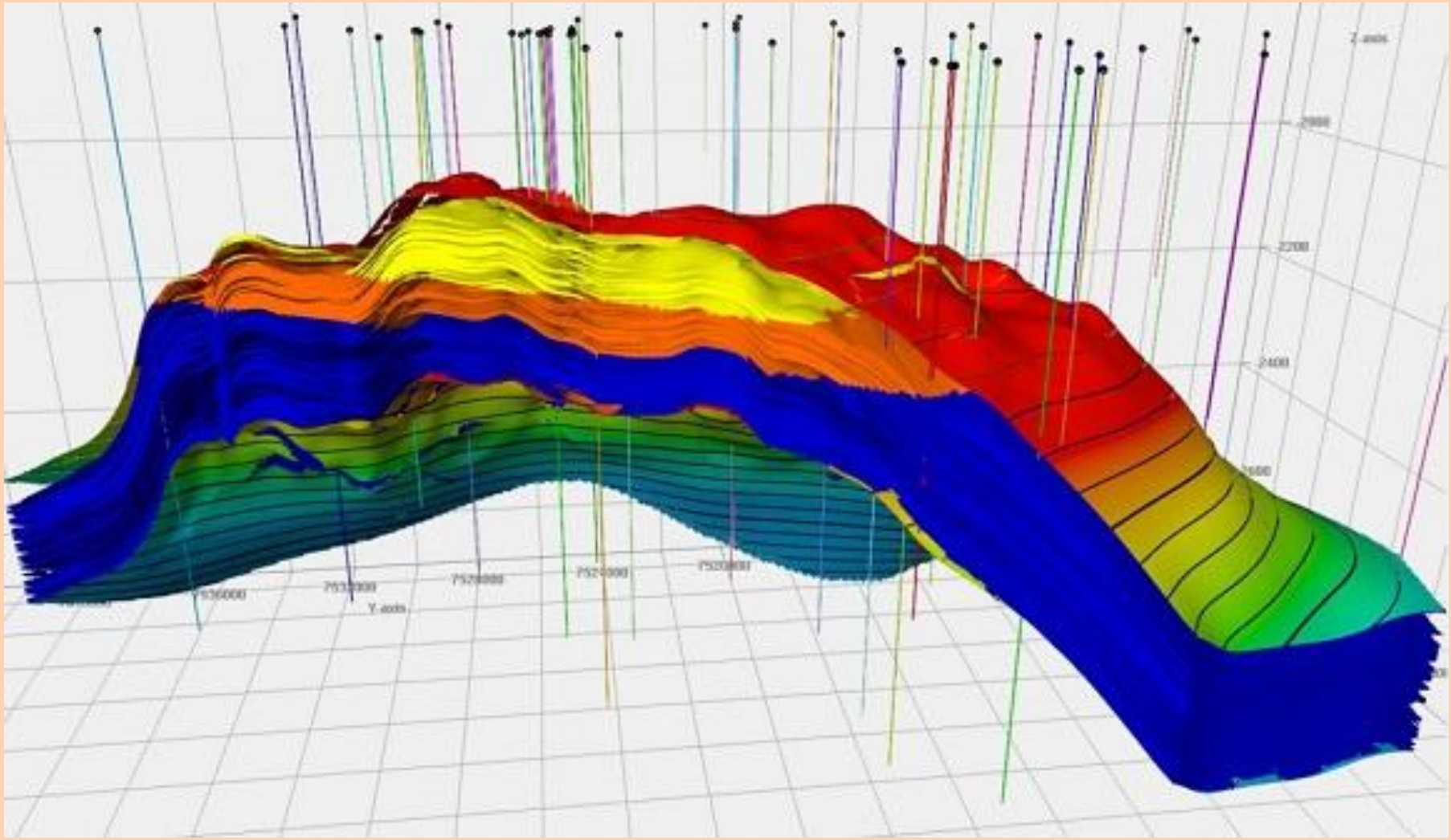
	Разведанность:		
	запасов	ресурсов	
		C1	C1+C2
ТПП	92,4	32,7	35,4
в том числе:			
НАО	92	38,6	41,9
РК	92,8	32,5	35,1
ПК	0	0	0

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

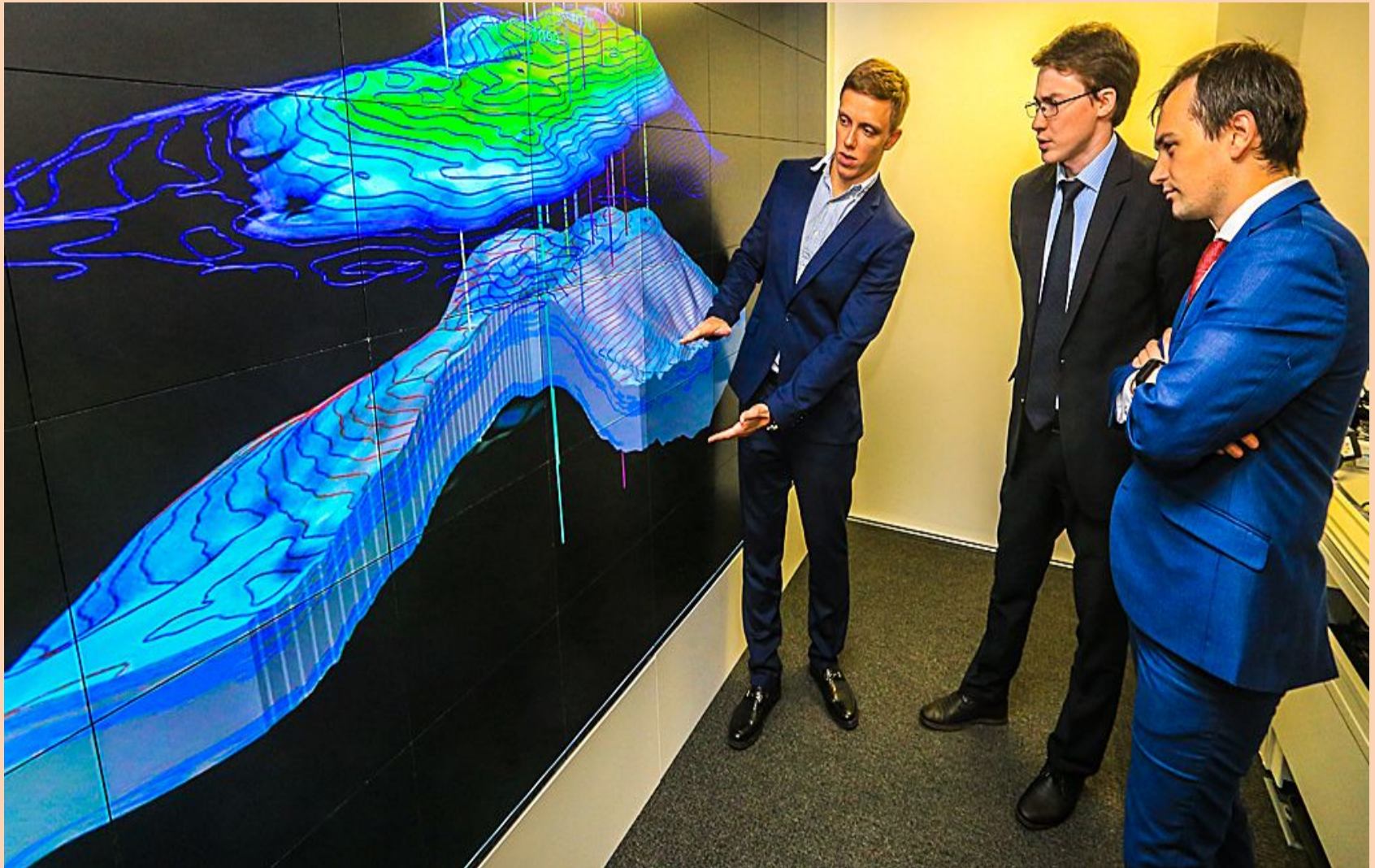
Карта состояния лицензирования Тимано-Печорской НГП



Эра умной разведки



Эра умной разведки



Эра умной разведки

