

Подсчет запасов и оценка ресурсов Лекция 6

**Определение параметров подсчета
запасов.**

Сравнение классификаций

**Подсчет запасов газа. Объемный
метод**

Определение параметров подсчета запасов

Запасы нефтяных (НЗ), газовых (ГЗ), водонефтяных (ВНЗ) и газоводяных (ГВЗ) зон подсчитываются отдельно.

Для обоснования ВНК и ГВК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов. На схеме приводятся сведения о результатах опробования, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС.

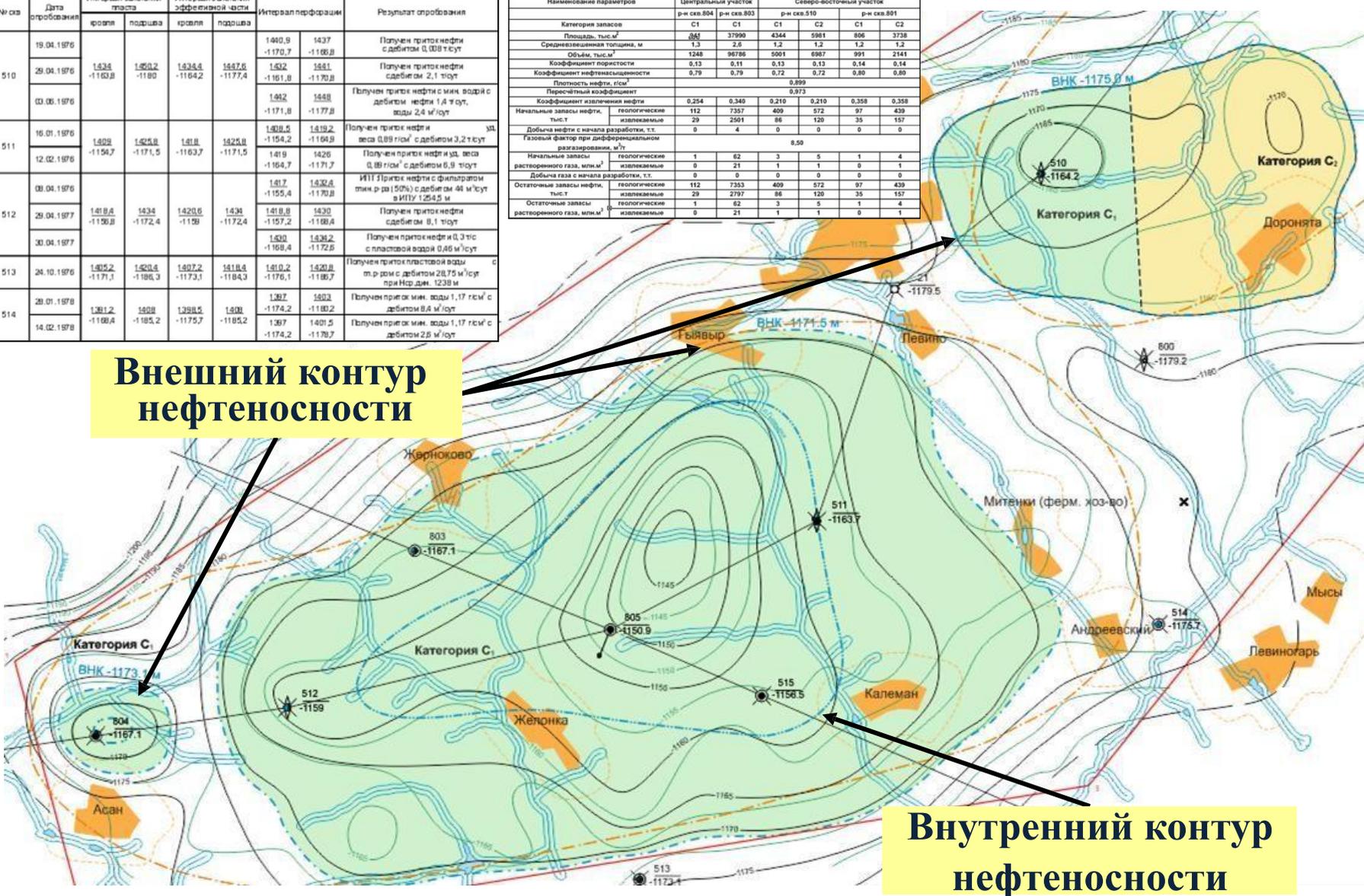
Подсчетный план. Выделение категорий

Результаты опробования скважин

№ скв	Дата опробования	Интервал запления пласта		Интервал запления эффективной части		Интервал перфорации	Результат опробования	
		кряжи	подшава	кряжи	подшава			
510	19.04.1976					1400,9 -1170,7	1437 -1186,9	Получен приток нефти с дебитом 0,008 т/сут
	29.04.1976	1434 -1163,8	1450,2 -1180	1434,4 -1164,2	1447,6 -1177,4	1432 -1161,8	1461 -1170,8	Получен приток нефти дебитом 2,1 т/сут
	03.06.1976					1492 -1171,8	1458 -1177,8	Получен приток нефти с мин. водой с дебитом нефти 1,4 т/сут, воды 2,4 м³/сут
511	16.01.1976	1408 -1154,7	1405,8 -1171,5	1418 -1163,7	1425,8 -1171,5	1400,5 -1154,2	1419,2 -1164,7	Получен приток нефти и уд. веса 0,89 г/см³ дебитом 3,2 т/сут
	12.02.1976					1419 -1164,7	1426 -1171,7	Получен приток нефти и уд. веса 0,89 г/см³ дебитом 6,9 т/сут
512	08.04.1976					1417 -1155,4	1432,4 -1170,8	ИПП приток нефти с фильтратом тем. р-ра (50%) дебитом 94 м³/сут в ИПУ 124,5 м
	29.04.1977	1418,4 -1156,8	1434 -1172,4	1420,6 -1159	1434 -1172,4	1418,8 -1157,2	1430 -1168,4	Получен приток нефти дебитом 8,1 т/сут
	30.04.1977					1432 -1168,4	1436,2 -1172,6	Получен приток нефти и 0,3 т/с сланцовой воды 0,46 м³/сут
513	24.10.1976	1405,2 -1171,7	1420,4 -1184,3	1407,2 -1173,1	1418,4 -1184,3	1401,2 -1176,1	1420,8 -1186,7	Получен приток сланцовой воды при р-ре с дебитом 28,75 м³/сут при Нер.дм. 1239 м
514	28.01.1978					1402 -1174,2	1403 -1180,2	Получен приток мин. воды 1,17 г/см³ с дебитом 8,4 м³/сут
	14.02.1978	1381,2 -1168,4	1408 -1185,2	1388,5 -1175,7	1400 -1185,2	1397 -1174,2	1401,5 -1176,7	Получен приток мин. воды 1,17 г/см³ с дебитом 2,6 м³/сут

Подсчетные параметры

Наименование параметров	Центральный участок		Северо-восточный участок			
	р-н скв.804	р-н скв.803	р-н скв.510	р-н скв.501	р-н скв.501	р-н скв.501
Категория запасов	C1	C1	C1	C2	C1	C2
Площадь, тыс. м²	37990	4344	5981	806	3738	
Среднегеологическая толщина, м	1,3	2,8	1,2	1,2	1,2	1,2
Объем, тыс. м³	1248	96786	5061	6987	991	2141
Коэффициент пористости	0,13	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности	0,79	0,79	0,72	0,72	0,80	0,80
Плотность нефти, г/см³	0,899					
Порочный коэффициент	0,973					
Коэффициент извлечения нефти	0,254	0,340	0,210	0,210	0,358	0,358
Начальные запасы нефти, тыс. т	112	7357	409	572	97	439
Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	29	2501	86	120	35	157
Добыча нефти с начала разработки, т.т.	0	4	0	0	0	0
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м³/т	8,50					
Начальные запасы растворенного газа, млн. м³	1	62	3	5	1	4
Извлекаемые	0	21	1	1	0	1
Добыча газа с начала разработки, т.т.	0	0	0	0	0	0
Остаточные запасы нефти, тыс. т	112	7353	409	572	97	439
Извлекаемые	29	2797	86	120	35	157
Остаточные запасы растворенного газа, млн. м³	1	62	3	5	1	4
Извлекаемые	0	21	1	1	0	1



Внешний контур нефтеносности

Внутренний контур нефтеносности

Таблица вычисления площадей и объемов

Категория	Зона	Индекс участка	Пределы изопахит, м	Среднее значение изопахит, м	Площадь участка, F, см ²	Площадь участка, F, тыс. м ²	Объем, V, тыс. м ³	Средневзвешенная нефтенасыщ. толщина, h _{н.ср.} , м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C ₁	НЗ	1	11-14	12,5	8	4000	50000,00	
		2	10-11	10.5	16	8000	84000,00	
		3	13-14	13.5	16	8000	108000,00	
		4	12-13	12.5	11	5500	68750,00	
		5	11-13	12	10.5	5250	63000,00	
		6	11-13	12	4	2000	24000,00	
		7	11-12	11.5	4,5	2250	25875,00	
		8	11-14	12.5	10	5000	62500,00	
					Σ = 40000	Σ = 486125,00	12,15	
C ₁ C ₂	ВНЗ	1	4-10	7	6	3000	18000	6
		1	4-12	8	16	3000	24000	
		2	4-6	5	8	8000	40000	
		3	4-12	8	17,5	4000	32000	
		4	4-6	5	4	8750	43750	
		5	4-10	7	24	2000	14000	
		6	7-12	9	6	12000	108000	
		7	3-10	9,5	8	3000	28500	
		8	6-11	8,5	21	4000	34000	
		9	4-7	5,5	8	10500	57750	
		10	11-14	12,5	18	4000	50000	
		11	6-14	10	40	9000	90000	
12	3-10	6,5	15	20000	130000			
					Σ = 88250	Σ = 652000	7,3	

ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Пласт, зона	Категория запасов	Площадь нефте- носности тыс.м2	Средняя нефтена- сыщенная толщина, м	Объем нефтена- сыщенных пород, тыс.м3	Коэффициенты, доли ед.			Плот- ность нефти, г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффи- циент извлечения нефти	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.
					открыт. порис- тости	нефтена- сыщен- ности	перес- четный				
В-II, р-н скв.803											
нефтяная зона	C ₁	315	2,3	725	0,13	0,84	0,983	0,884	69	0,265	18
	C ₂	5171	1,5	7832	0,13	0,84	0,983	0,884	743	0,265	197
газонефтяная зона	C ₁	910	1,0	909	0,13	0,84	0,983	0,884	86	0,265	23
	C ₂	5248	1,0	5422	0,13	0,84	0,983	0,884	515	0,265	136
водонефтяная зона	C ₁	920	1,4	1303	0,13	0,84	0,983	0,884	124	0,265	33
	C ₂	4495	1,1	4897	0,13	0,84	0,983	0,884	465	0,265	123
Итого	C ₁	2145	1,4	2937					279		74
	C ₂	14914	1,2	18151					1723		456
В-IIIa, р-н скв.805											
нефтяная зона	C ₂	1462	1,3	1901	0,14	0,72	0,983	0,884	167	0,323	54
водонефтяная зона	C ₂	320	0,9	296	0,14	0,72	0,983	0,884	26	0,323	8
Итого	C ₂	1782	1,2	2197					193		62
A ₄₋₁₊₂ , р-н скв.803											
нефтяная зона	C ₁	11750	4,0	46878	0,11	0,79	0,973	0,899	3563	0,340	1211
водонефтяная зона	C ₁	26240	1,9	49908	0,11	0,79	0,973	0,899	3794	0,340	1290
Итого	C ₁	37990	2,5	96786					7357		2501
A ₄₋₁₊₂ , р-н скв.804											
нефтяная зона	C ₁	90	2,4	216	0,13	0,79	0,973	0,899	19	0,254	5
водонефтяная зона	C ₁	851	1,2	1032	0,13	0,79	0,973	0,899	93	0,254	24
Итого	C ₁	941	1,3	1248					112		29
Итого по участку	C ₁								7748		2604
	C ₂								1916		518

Определение подсчетных параметров

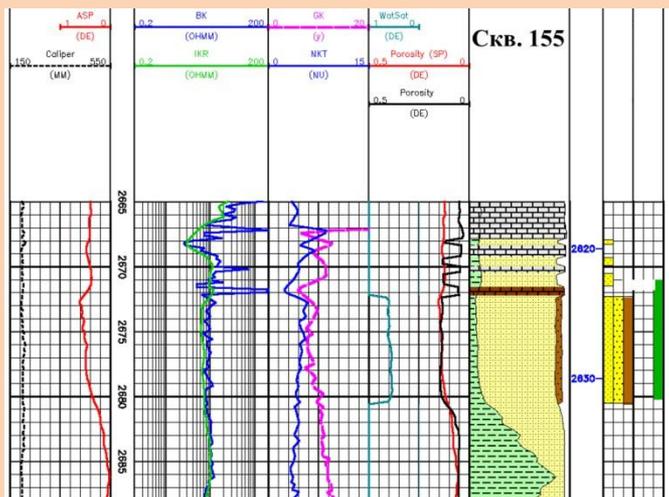
Коэффициенты открытой пористости и нефте(газо)-насыщенности залежей могут быть рассчитаны по керну или по геофизическим данным.

При расчете по керну берется среднее арифметическое из всех наблюденных значений в проницаемых интервалах пласта, а по ГИС - средневзвешенное по толщине нефте(газо) насыщенных пропластков.

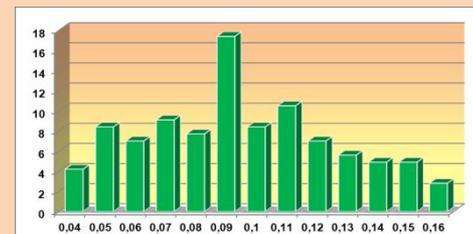
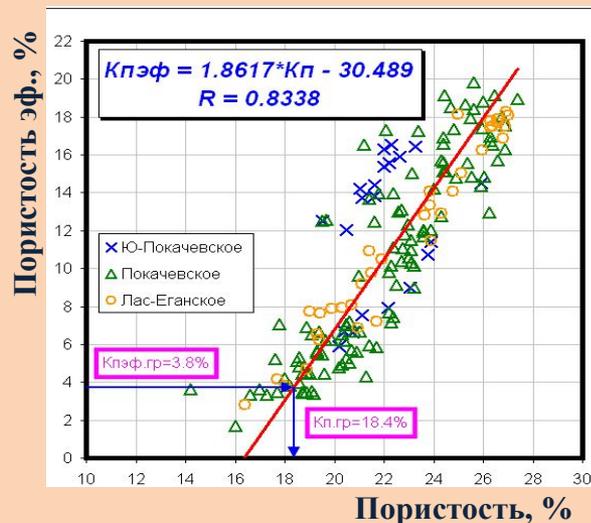
Если в основу берутся геофизические данные, то предварительно взвешиванием по толщине проницаемых интервалов определяются средние значения по скважинам и с их учетом вычисляются средние арифметические значения по залежи.

Интерпретация промыслово-геофизических данных

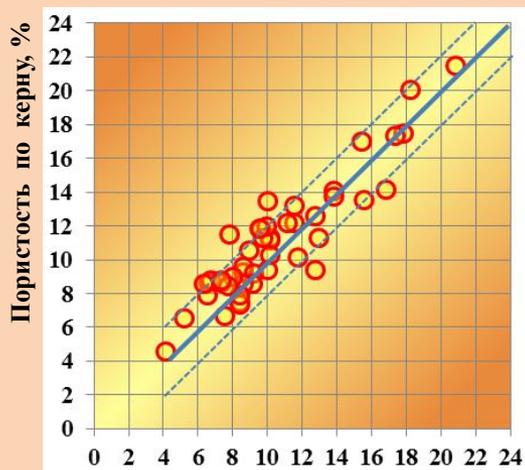
Анализ результатов интерпретации ГИС



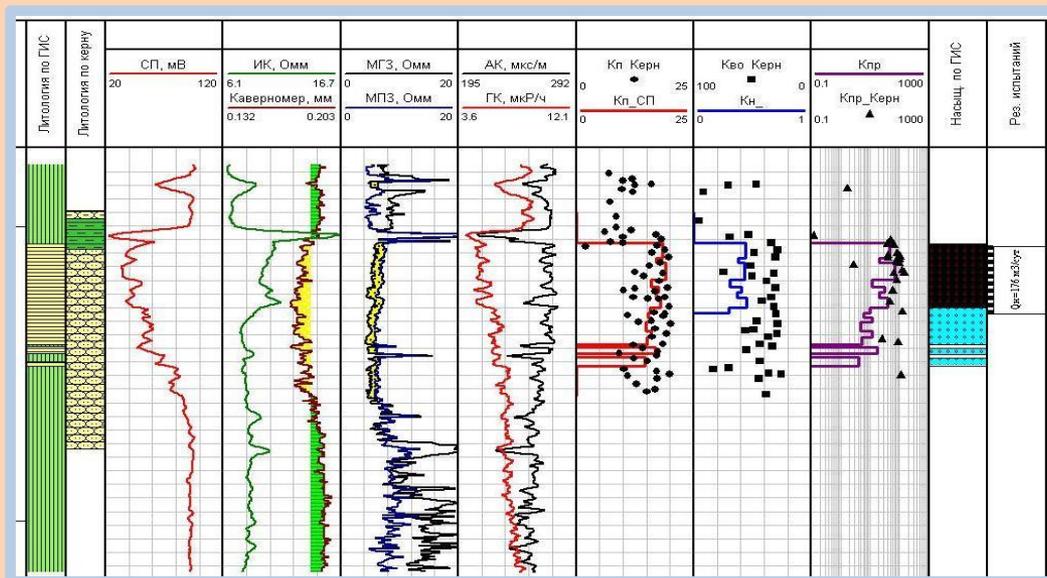
Сопоставления характера насыщения по ГИС и результатам испытаний.



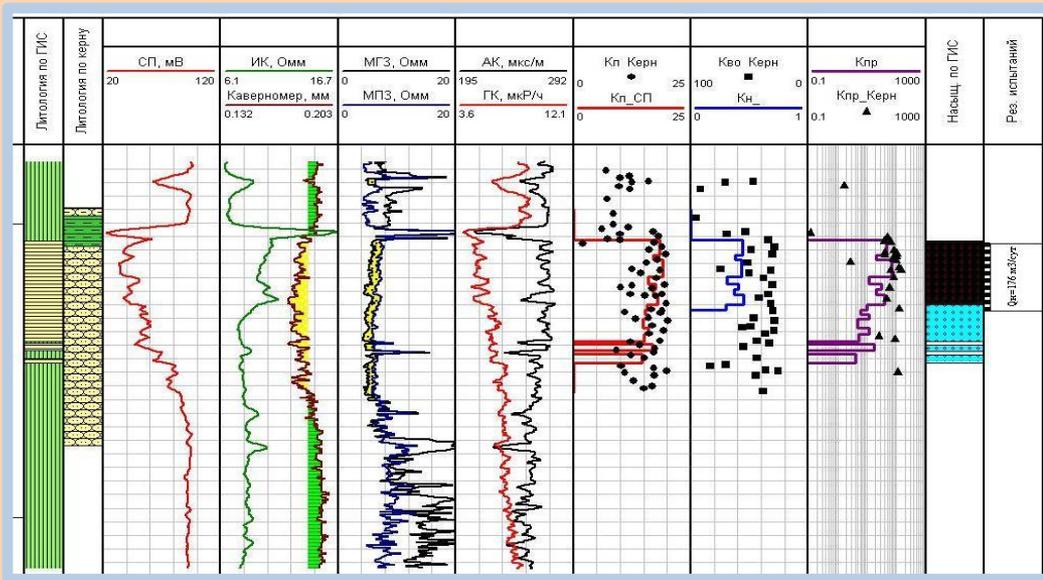
Пористость, д. ед.



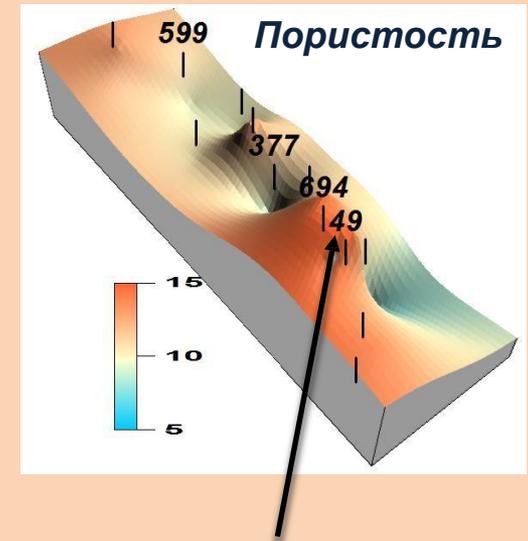
Сопоставления пористости, определенной по керну и ГИС.



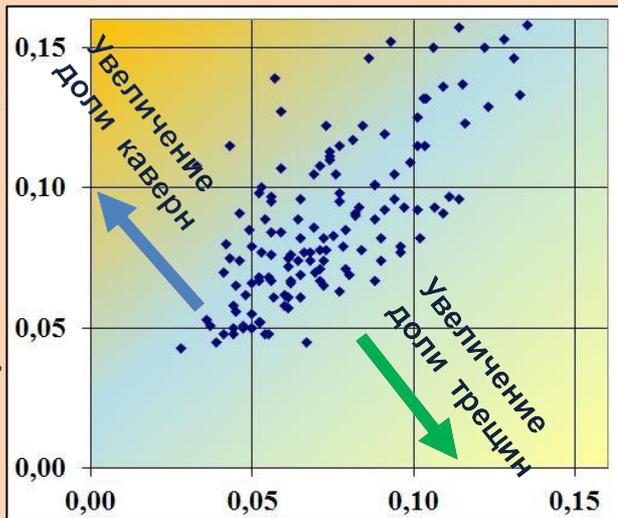
Интерпретация данных ГИС.



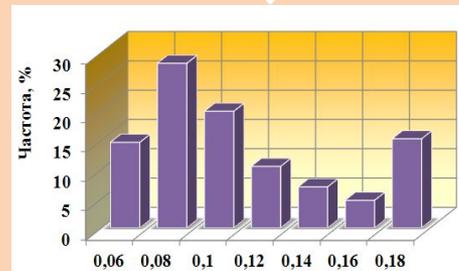
Анализ результатов интерпретации ГИС



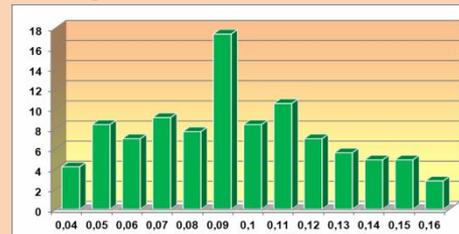
Дебиты нефти, т/сут



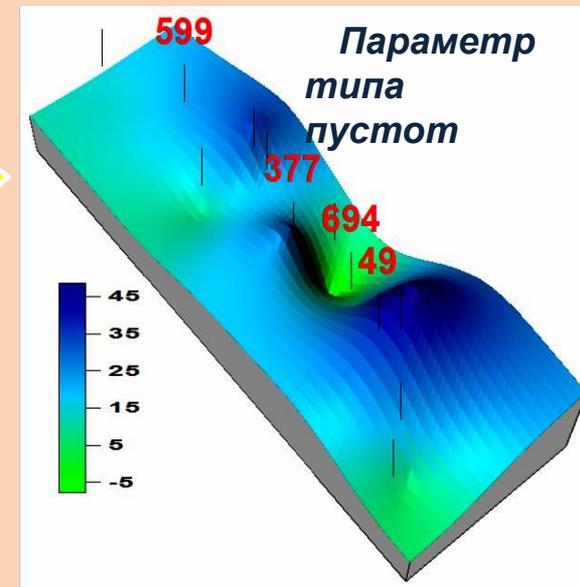
Пористость по АК, д. ед.



Пористость по НГК, д. ед.

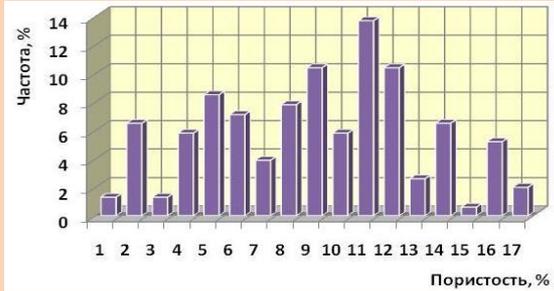


Пористость по АК, д. ед.



Исследование керна скважин.

Пористость



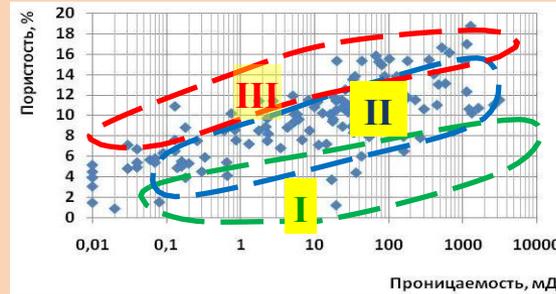
Проницаемость



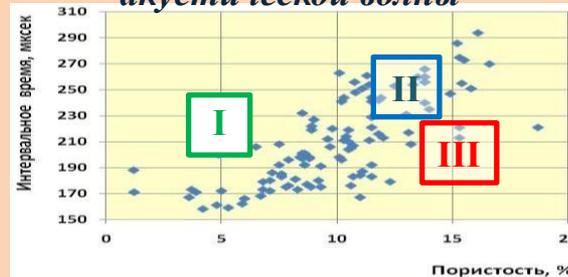
Остаточная водонасыщенность



Соотношение пористости и проницаемости



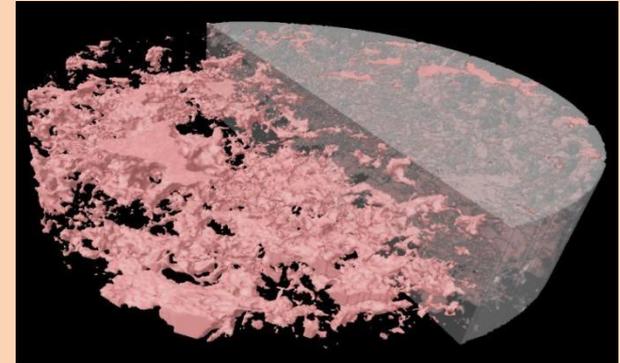
Соотношение пористости и интервального времени пробега акустической волны



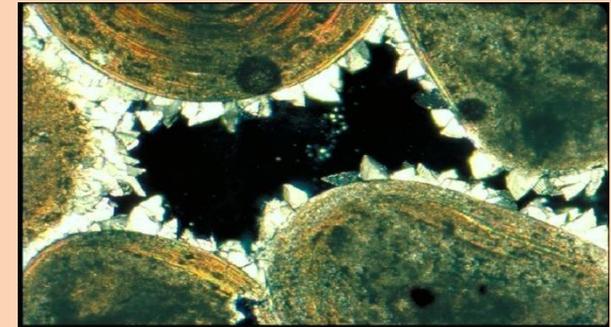
Типы коллекторов:

- I. – трещинный и порово-трещинный;
- II. – каверно-поровый, поровый и трещино-поровый;
- III – порово-каверновый и каверновый

Компьютерная томография



Микроскопические исследования



История формирования пустот



Объемный метод

Пересчетный коэффициент θ и плотность нефти ρ_n в поверхностных условиях при подсчете запасов нефти принимаются или по данным анализа пластовых проб из этой скважины, или по аналогии с соседними залежами.

Объемный метод. Определение подсчетных параметров

Плотность нефти в стандартных условиях можно определить по глубинным или рекомбинированным пробам.

Плотность нефти необходима для пересчета объема в весовые единицы (масса)

Объемный метод. Определение подсчетных параметров

В пустотном пространстве пород-коллекторов, насыщенных нефтью, в пластовых условиях нефть содержит растворенный газ.

Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее значение пересчетного коэффициента θ , учитывающего усадку нефти.

Он равен $1/v_n$, где v_n - объемный коэффициент (или коэффициент объемного расширения).

Значения объемного коэффициента определяются по результатам анализов глубинных проб нефти

При отсутствии анализов его можно определить в зависимости от молекулярной массы пластовых УВ

Объемный метод

С учетом этих параметров объем нефтяной залежи (ее части) при стандартных условиях будет определяться выражением

$$V_{н.ст} = F \times h_{н.эф} \times k_{п.о.} \times k_{н.} \times \theta$$

Умножив $V_{н.ст}$ на среднее значение плотности нефти ρ при стандартных условиях, получим начальные геологические запасы нефти, содержащиеся в этой залежи или ее части:

$$Q_{н.н} = F h_{н.эф} k_{п.о.} k_{н.} \theta \rho$$

Объемный метод

Часть геологических запасов нефти, которая может быть извлечена из недр - **извлекаемые запасы**. При расчетах - определяется с помощью коэффициента извлечения $k_{и.н}$: $Q_{н.и.} = Q_{н.н} \times k_{и.н}$.

Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа

Категория	Зона	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенность, толщина, м	Кэф. пористости, k _{по} , доли ед.	Кэф. нефтенасыщенности, k _н , доли ед.	Пересчетный коэф. θ , доли ед.	Плотность нефти, ρ_n , кг/м ³	Газовый фактор, Γ_o' , м ³ /т	Геологические запасы		Кэф. извлечения нефти, η , доли ед.	Извлекаемые запасы	
									нефти, Q _{н геол'} , тыс. т	раствор. газа, Q _{т.р геол'} , млн м ³		нефти, Q _{н извл'} , тыс. т	раствор. газа, Q _{т.р извл'} , млн м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C ₁	H3	25950	12,3	0,18	0,57	0,82	842	66	22610,79	1492,31	0,35	7913,78	522,31
	BH3	26675	6,2	0,18	0,57	0,82	842	66	11715,73	773,24	0,35	4100,51	270,63
C ₁	H3 + BH3	52625	9,2	0,18	0,57	0,82	842	66	34334,05	2266,05	0,35	12016,92	793,12
C ₂	BH3	27350	4,2	0,18	0,57	0,82	842	66	8040,42	530,67	0,35	2814,15	185,73
C ₁ + C ₂	H3 + BH3	79975	7,5	0,18	0,57	0,82	842	66	42376,90	2796,88	0,35	14831,91	978,91

Международные классификации

Классификация Общества инженеров-нефтяников SPE-PRMS

Наиболее распространённая в мире классификация, она учитывает не только вероятность нахождения нефти и газа в месторождении, но и экономическую эффективность добычи этих запасов.

Запасы делятся на 3 класса:

Международные классификации

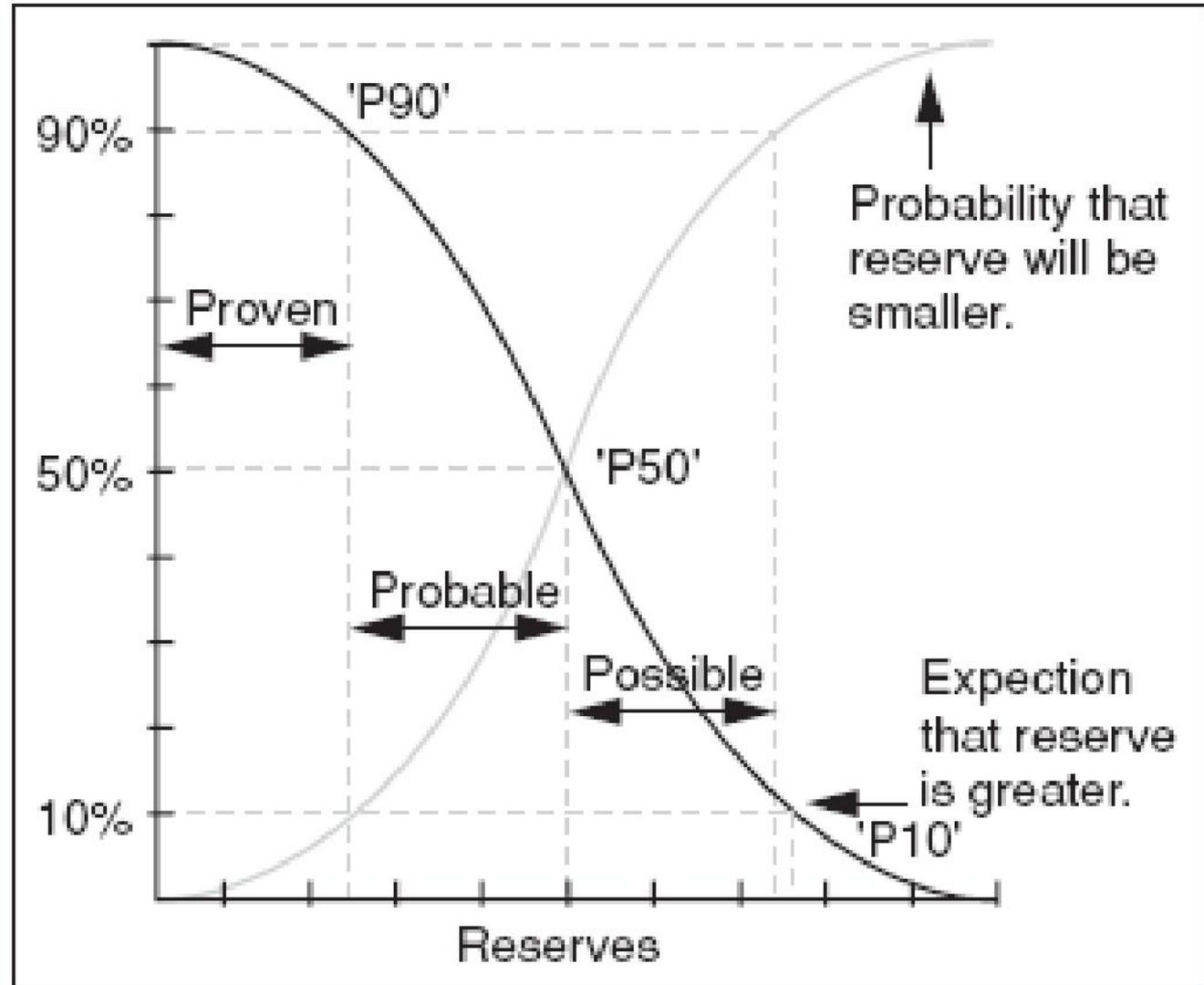
Классификация Общества инженеров-нефтяников SPE-PRMS

Доказанные запасы (Proved Reserves) – обычно единственная категория, рассматриваемая кредиторами.

Вероятные запасы (Probable Reserves) – вместе с доказанными часто составляют основу проектов разработки месторождений и принятия обязательств на проведение работ.

Возможные запасы (Possible Reserves) – указывают на имеющийся потенциал и участки дальнейших исследований и сбора данных.

Классификация Общества инженеров-нефтяников SPE-PRMS



Международные классификации

Классификация Общества инженеров-нефтяников SPE-PRMS

Сопоставить **Доказанные запасы (Proved Reserves)** можно с запасами категорий **A** и **B1** и отчасти **C1**

Вероятные запасы (Probable Reserves) – сопоставляются с запасами **B2** и **C2**

Возможные запасы (Possible Reserves) – можно сопоставить с ресурсами локализованными и прогнозными категорий **D0** и **D1** лок

Классификация Общества инженеров-нефтяников SPE-PRMS

К доказанным запасам (по классификации SPE) относят запасы участка залежи, вскрытого бурением, а также прилегающих к нему еще не разбуренных участков, которые могут быть достоверно оценены как рентабельные. Размеры участка залежи с запасами категории доказанных разбуренных (PDNP) определяются размерами участка, дренируемого пробуренными скважинами.

К доказанным неразбуренным (PUD) запасам относятся квадратные участки залежи, примыкающие к участку с пробуренными скважинами.

Связующий Документ между Классификацией Запасов нефти и горючих газов РФ 2013 года
и Рамочной Классификацией Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов
и Ресурсов Организации Объединенных Наций 2009 года (РКООН-2009)
Женева, 30 сентября 2016 года



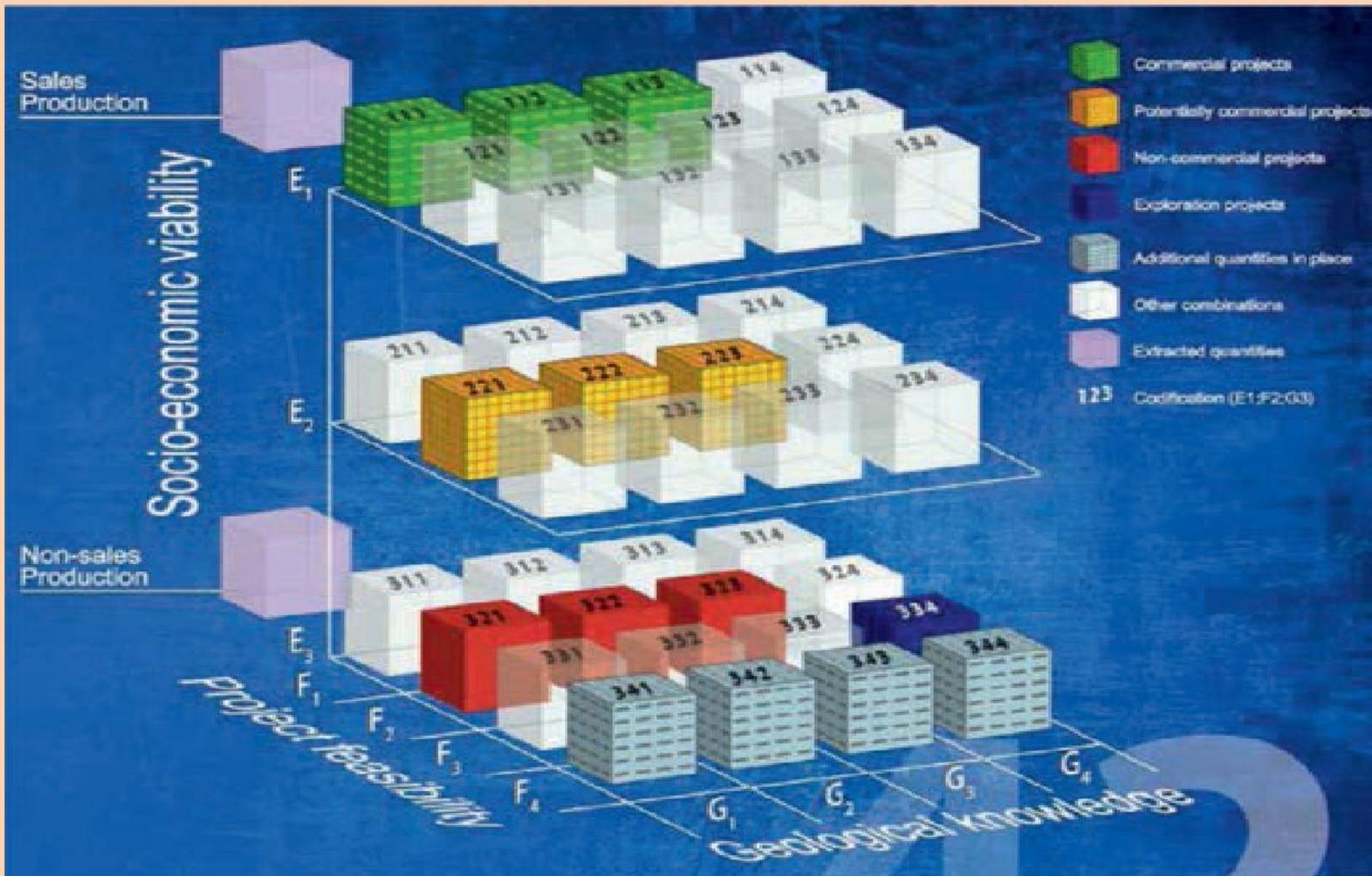
1. Связующие документы описывают взаимосвязь между Рамочной Классификацией ООН Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов 2009 года (РКООН-2009) и системой классификации, которая была одобрена группой экспертов как системы, с помощью числовых кодов РКООН-2009. При представлении оценок с помощью числовых кодов РКООН-2009 следует указывать на соответствующий Связующий документ.

Рамочная классификация ООН (РКООН)

РКООН – это единственная классификация, которая может служить основой для глобальных геополитических прогнозов по вопросам энергетического и минерального сырья.

В ее основе универсальная система, в которой запасы и ресурсы классифицируются на основе трех фундаментальных критериев – **экономической и социальной жизнеспособности проекта (E), статуса и обоснованности проекта освоения месторождения (F) и геологической изученности (G)** – с использованием числовой и языковой независимой схемы кодирования (*рис.*).

Рамочная классификация ООН



Связующий Документ между Классификацией Запасов

- **Прямое сопоставление категорий и подкатегорий**

А. Применение оси G

- В классификации запасов РКООН-2009 для известных (уже открытых) месторождений указываются три степени достоверности по геологической изученности: «высокая», «средняя» и «низкая», они представлены категориями G1, G2 и G3.
- Для месторождений, известных только по косвенным данным (на стадии геологоразведочных проектов), используется категория G4.

Связующий Документ между Классификацией Запасов

- Прямое сопоставление категорий и подкатегорий

А. Применение оси G

- Категории РФ2013 представляют сегменты залежи в соответствии с геологическими знаниями, основанными, в первую очередь, на степени удаленности от существующих скважин. Оценки извлекаемых количеств в сегментах А и В1, содержащих добывающие скважины и соседние с ними участки, имеют высокий уровень достоверности (G1). Сегмент В2 – это области, удаленные от скважин, они имеют более низкий уровень достоверности определения количества извлекаемых запасов, достоверность изменяется от средней до низкой (G2 + G3). Аналогично, категория С1 имеет высокую достоверность (G1), а достоверность категории С2 изменяется от средней до низкой (G2 + G3). Это согласуется с методом пошаговой (инкрементной) оценки.

Рамочная классификация ООН



Геологическое изучение недр и освоение активов можно разделить на проекты, у каждого из которых есть конкретная цель, ограничения по ресурсам и срокам, требованиями к качеству и допустимому уровню риска. Цель реализации проекта – достигнуть эффективности при существующих геологических, налоговых и экономических ограничениях.

Рамочная классификация ООН

Российской классификацией определяются геологические, технологически извлекаемые запасы за рентабельный период эксплуатации месторождения. При этом, категории запасов А, В1 и В2 имеют уникальное сопоставление с подклассами РКООН: А – разрабатываемые (добываемые) В1 – утверждены к разработке, В2 – обоснованы к разработке.

Для цифрового обозначения технологически извлекаемых, но нерентабельных запасов, при гармонизации с РКООН, были введены обозначения А*, В1*, В2*.

Неизвлекаемым запасам (разница между геологическими и технологически извлекаемыми), соответствуют обозначения А**, В1**, В2**.

В РКООН различия между категориями А, В1, В2 и А*, В1*, В2* связаны как с осью Е, так и с осью F.

Связующий Документ между Классификацией Запасов

	Категория РКООН-2009	Категории РФ2013
G1	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить с высокой степенью достоверности	A, B1, C1, A*, B1* A**, B1**, C1**
G2	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить со средней степенью достоверности	
G3	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить с низкой степенью достоверности	B2, C2, B2*, B2**, C2**,
	Оцененные объемы, отнесенные к потенциальному	D0, Dл, D1, D2

Связующий Документ между Классификацией Запасов

В. Детальное сопоставление осей Е и F

В то время как в каждом проекте ось G определяет степени достоверности, назначение классов и подклассов системы РКООН-2009 основывается на матрице с осями Е (экономическая и социальная жизнеспособность проекта) и F (статус и осуществимость проекта освоения месторождения). Ниже дано сопоставление, в которое дополнительные подклассы не включены, а на рис. 3 приводится цветокодированное сопоставление матрицы подкатегорий Е-F категориями классификации РФ2013. Обратите внимание, что категории Е и F устанавливают минимальные стандарты для классов РКООН-2009. Например, Потенциально коммерческий проект должен относиться, по крайней мере, к Е2 и F2, но также может относиться к Е2F1.

Связующий Документ между Классификацией Запасов

В РКООН различия между категориями А, В1, В2 и А*, В1*, В2* связаны как с осью Е, так и с осью F. Сравнение с РКООН показывает, что для А, В1, В2:

- E1 – подтверждена экономическая целесообразность добычи и сбыта;
- F1 – подтверждена обоснованность добычи. В данном случае, обоснованность проекта очень высокая. Риски неподтверждения ожидаемых показателей крайне низкие. Проект имеет большой инвестиционный потенциал.

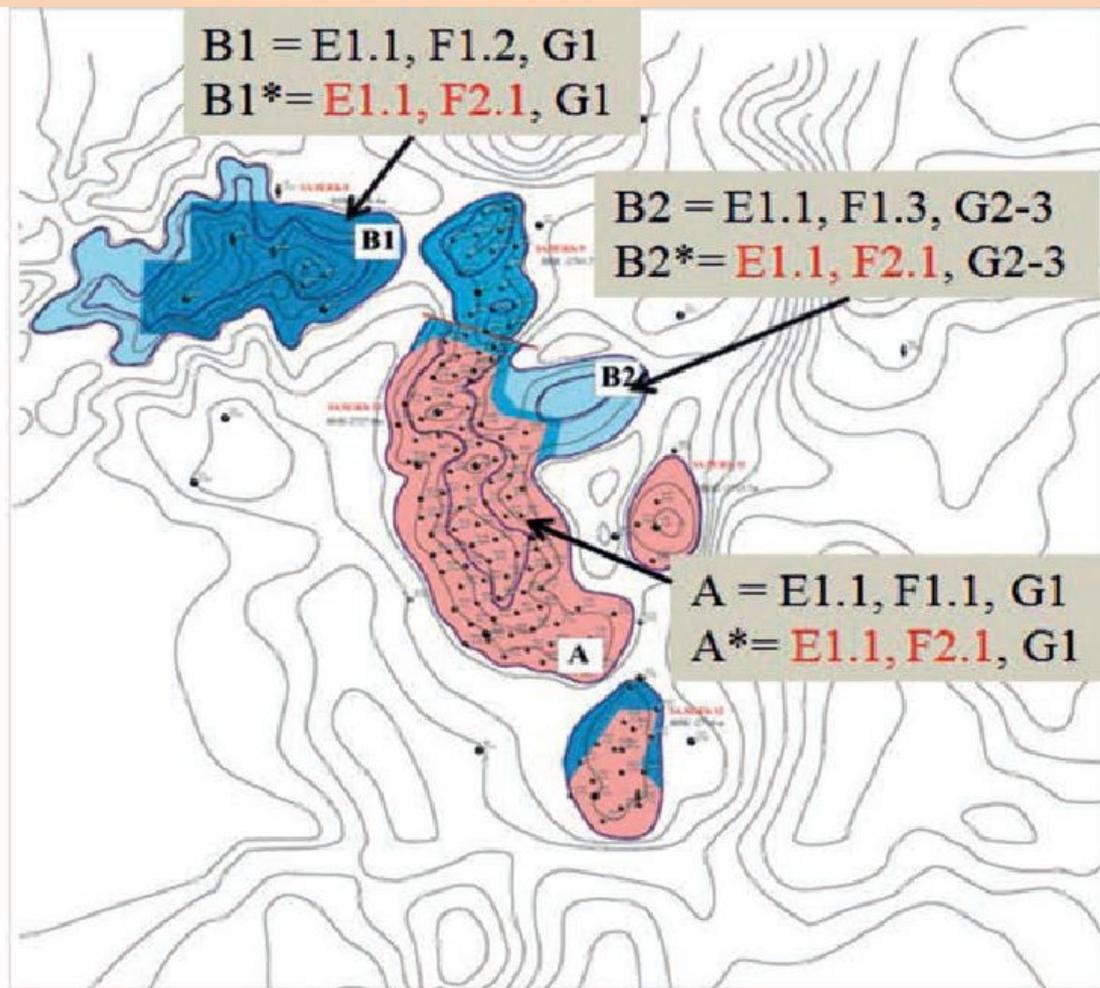
Для А*, В1*, В2*:

- E2 – предполагается, что добыча и сбыт станут экономически целесообразными в обозримом будущем;
- F2 – целесообразность добычи требует дальнейшей оценки. Данные категории означают высокие риски при инвестировании в данный проект в существующих технико-экономических условиях. Возможность повышения статуса данных запасов до E1 и F1 существует при достижении ряда условий – цена на нефть, появление технологий, позволяющих рентабельно разрабатывать данные запасы

Таблица 2. Сопоставление категорий и классов РФ2013 и РКООН-2009
 («минимум» поясняется в предыдущем абзаце)

Категории РФ2013		«Минимальные»			Класс РКООН-2009
		категории РКООН-2009			
О Т К Р Ы Т Ы Е	A, B1, B2	E1	F1	G1,G2,G3	Коммерческие проекты
	A*, B1* B2*	E2	F2	G1, G2, G3	Потенциально коммерческие проекты
	C1, C2				
	C1, C2	E3	F2	G1, G2, G3	Некоммерческие проекты
	C1, C2				
	A**, B1**, B2**, C1**, C2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	G1, G2, G3	Дополнительные количества в пласте
					Поисково-разведочные

Связующий Документ между Классификацией Запасов



Категории запасов А, В1 и В2 имеют уникальное сопоставление с подклассами РКООН 2009:

А – разрабатываемые (добываемые)

В1 – утверждены к разработке

В2 – обоснованы к разработке

Различия между категориями А, В1, В2 и А*, В1*, В2* связаны как с осью Е, так и с осью F.

Для А, В1, В2:

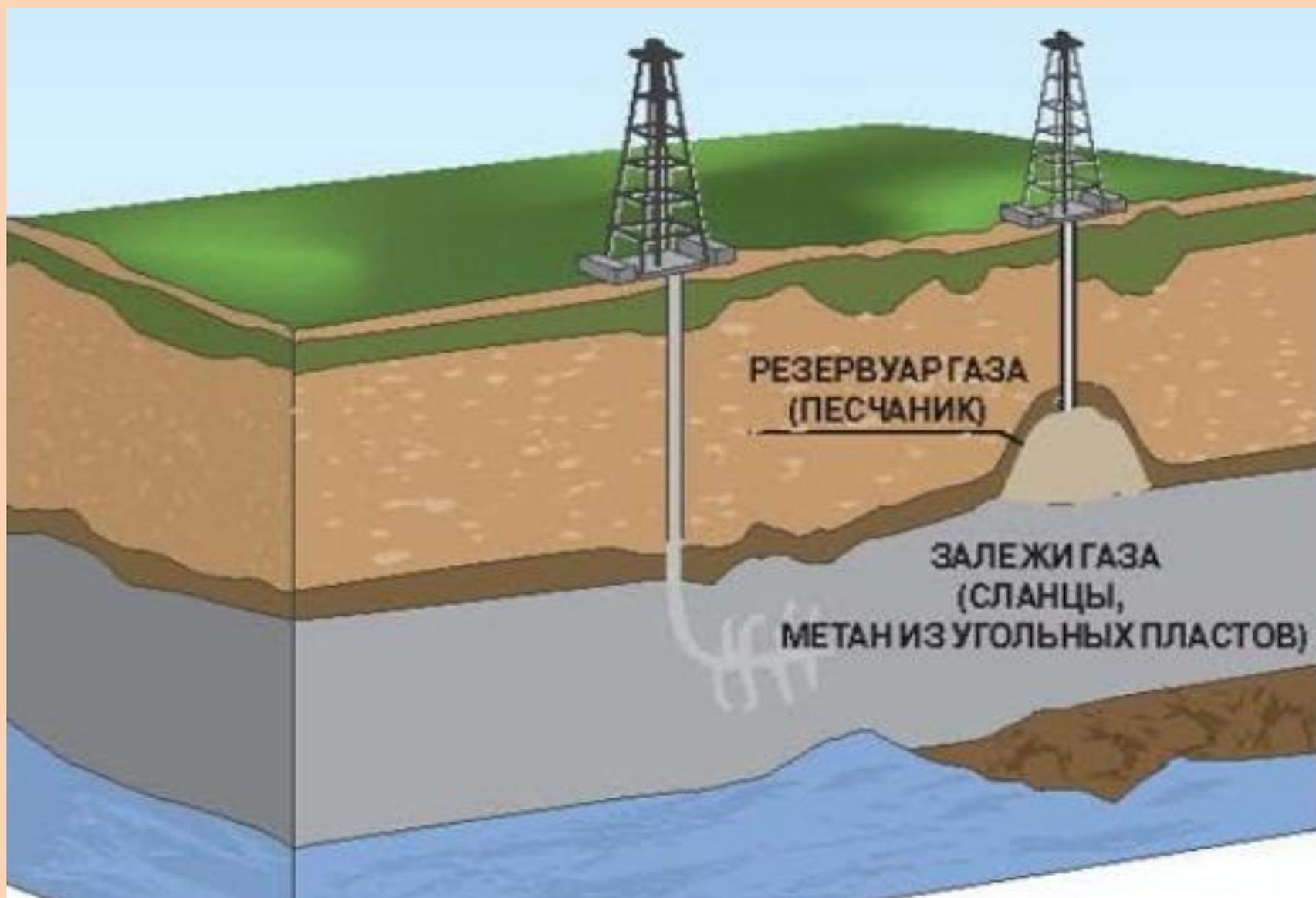
- Е1 – подтверждена экономическая целесообразность добычи и сбыта
- F1 – обоснованность добычи подтверждена

Для А*, В1*, В2*

- Е2 – предполагается, что добыча и сбыт станут экономически целесообразными в обозримом будущем
- F2 – целесообразность добычи требует дальнейшей оценки

Определение категорий запасов позволяет сформулировать цель и наметить решения по ее достижению. При необходимости организовать конструктивный диалог государства и инвестора.*

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА



Для подсчета запасов свободного газа применяют формулу:

$$Q_{г\text{ бал}} = F \cdot h_{г} \cdot k_{п\text{ о}} \cdot k_{г} \cdot K_{р} \cdot K_{t}$$

где $Q_{г\text{ бал}}$ - балансовые запасы газа, тыс. т;

F – площадь **нефтеносности**, тыс. м²;

$h_{г}$ - средневзвешенная **нефтенасыщенная** толщина, м;

$k_{п\text{ о}}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$k_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;

$K_{р}$ – коэффициент барический, доли ед.;

K_{t} – коэффициент термический, доли ед.;

$$K_{р} = (P_{о.а\text{ о}} - P_{о\text{ с т. а о с т}}) / P_{с\text{ т}};$$

$$K_{t} = (T_{о} + t_{с\text{ т}}) / (T_{о} + t_{п\text{ л}});$$

Для подсчета запасов свободного газа применяют формулу:

$$K_p = (P_o \cdot a_o - P_{ост} \cdot a_{ост}) / P_{ст};$$

$$K_t = (T_o + t_{ст}) / (T_o + t_{пл});$$

P_o – начальное пластовое давление в залежи, МПа;

a_o – соответствующая давлению P_o поправка на сжимаемость газа, доли ед.;

$$a_o = 1 / Z_o;$$

$P_{ост}$ – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа;

$a_{ост}$ – соответствующая давлению $P_{ост}$ поправка на сжимаемость газа,

доли ед. $a_{ост} = 1 / Z_{ост};$

$P_{ст}$ – стандартное давление, равное 0,1 МПа;

Z – коэффициент сжимаемости газа, доли ед.;

T_o – абсолютная температура, равная 273⁰ К;

$t_{ст}$ – стандартная температура, равная 20⁰С; $t_{пл}$ – температура пласта, ⁰С.

Подсчет запасов газа. Объемный метод

Для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи (ее части), к стандартным условиям используется произведение барического K_p и термического K_t коэффициентов:

$$K_p \times K_t = \frac{(P_o a_o - P_{ост} a_{ост}) / P_{ст}}{[(T_o t_{ст}) / (T_o t_{пл})]}$$

Подсчет запасов газа. Объемный метод

a_0 - поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z_0 при давлении P_0 ;

$$a_0 = 1/Z_0;$$

$a_{ост}$ – соответствующая $P_{ост}$ поправка на сжимаемость реальных газов, равная $1/Z_{ост}$

$P_{ст}$ - давление при стандартных, условиях, равное 0,1 МПа;

Значения коэффициента Z устанавливаются по кривым (график Брауна)

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА

Объемный метод

$$Q_{\text{ГЕОЛ}} = S \cdot H \cdot K_{\text{ПОР}} \cdot K_{\text{НАС}}^{\Gamma} \cdot \frac{\alpha_{\text{Н}} \cdot P_{\text{Н}} - \alpha_{\text{К}} \cdot P_{\text{К}}}{P_{\text{СТ}} \cdot T_{\text{СТ}}} \cdot \frac{T_{\text{СТ}}}{T_{\text{ПЛ}}}$$

$Q_{\text{ГЕОЛ}}$ – геологические запасы газа, млн. куб. м;

S – площадь газоносности, тыс. кв. м.;

H – средняя эффективная газонасыщенная толщина (суммарная толщина газонасыщенных слоев-коллекторов), м;

$K_{\text{ПОР}}$ – пористость, д. ед.;

$K_{\text{НАС}}^{\Gamma}$ – коэффициент газонасыщенности, д.

$\alpha_{\text{Н}}$ – поправка за отклонение от идеального газа (начальные условия), д. ед.;

$P_{\text{Н}}$ – начальное пластовое давление, МПа;

$\alpha_{\text{К}}$ – поправка за отклонение от идеального газа (конечные условия), д. ед.;

$P_{\text{К}}$ – конечное пластовое давление, МПа;

$P_{\text{СТ}}$ – стандартное давление = 0,10133 МПа;

$T_{\text{СТ}}$ – стандартная температура = 293⁰К;

$T_{\text{ПЛ}}$ – начальная пластовая температура, ⁰К.

$T_{\text{ПЛ}}$

Определение подсчетных параметров

Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

Коэффициент сжимаемости реального газа определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

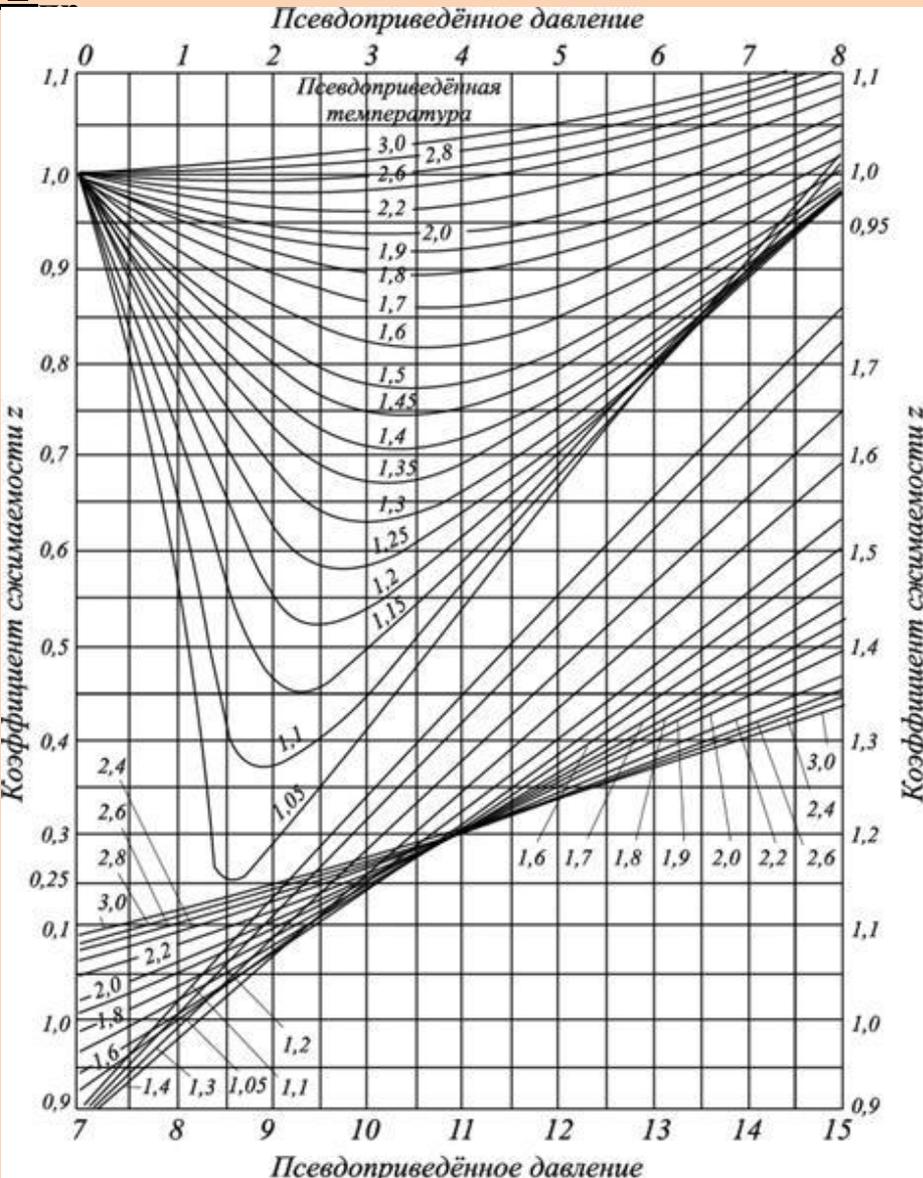
Объемный метод

Начальное пластовое давление p_0 и пластовая температура $t_{пл}$ при подсчете запасов газовой залежи принимаются по данным замеров в скважине.

Коэффициент сжимаемости Z рассчитывается по составу пластового газа, определенному по пробе, отобранной на устье скважины, или принятому по аналогии с соседней залежью.

Графики зависимости коэффициента сверхсжимаемости Z реального газа от приведенных псевдокритических давления и температуры

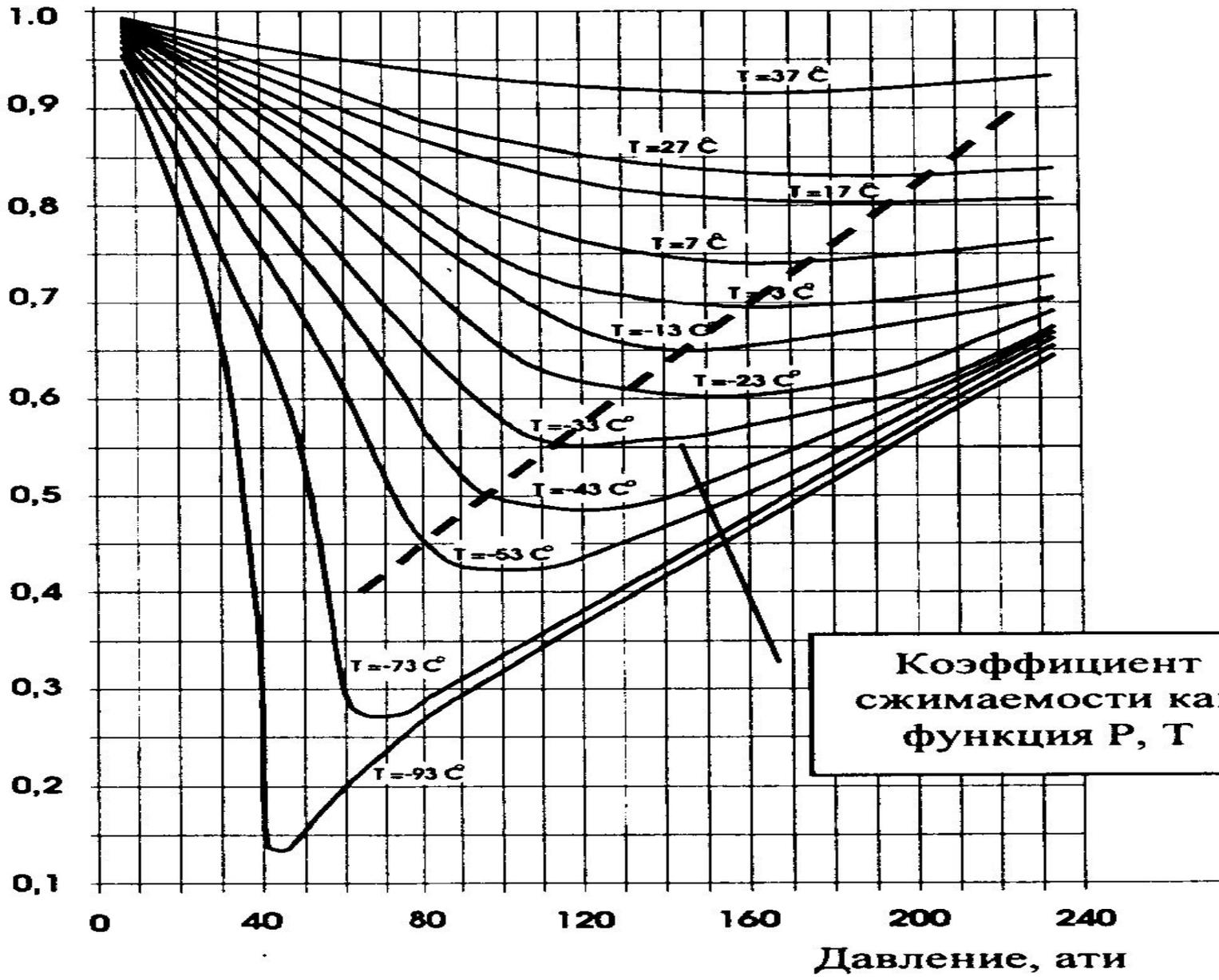
T



$$T_{\text{ПР}} = \frac{T}{T_{\text{КР}}} \quad P_{\text{ПР}} = \frac{P}{P_{\text{КР}}}$$

$T_{\text{КР}}$ – критическая температура,
 $P_{\text{КР}}$ – критическое давление МПа
 Табличные значения (зависят от состава газа)

$$\alpha = \frac{1}{Z}$$



Коэффициент сжимаемости как функция P, T

Коэффициент сжимаемости природного газа состава (% об.): метан -92; этан - 2,5; пропан -0,2; азот - 2,6; CO - 0,2

Определение подсчетных параметров

Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

Коэффициент сжимаемости реального газа определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

Объемный метод

В соответствии с изложенным формула для подсчета начальных запасов свободного газа залежи (ее части) объемным методом имеют следующий вид:

$$Q_{н.г} = Fh_{г.эф} \cdot k_{п.о.} \cdot k_{г} \cdot K_{р} \cdot K_{т}$$

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ

$$Q_{\text{извл}} = \frac{(Q_2 - Q_1) \cdot (P_2 \cdot \alpha_2 - P_K \cdot \alpha_K)}{(P_1 \cdot \alpha_1 - P_2 \cdot \alpha_2)}$$

$Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы газа, млн. куб. м;

Q_1 – количество газа, добытого с начала разработки на 1-ую дату замера;

Q_2 – количество газа, добытого с начала разработки на 2-ую дату замера;

α_1 – поправка за отклонение от идеального газа на 1-ую дату замера, д. ед.;

α_2 – поправка за отклонение от идеального газа на 2-ую дату замера, д. ед.;

α_K – поправка за отклонение от идеального газа (конечные условия), д. ед.;

P_1 –пластовое давление на 1-ую дату замера, МПа;

P_2 –пластовое давление на 2-ую дату замера, МПа;

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА

Различаются идеальные газы и реальные.

Реальные газы отличаются от идеальных на величину коэффициента сжимаемости

Она описывается уравнением Клайперона-Менделеева:

$$p \times V_i = N \times R \times T \text{ (для идеальных газов)}$$

p - давление, МПа

V_i - объем занятый идеальным газом, куб.м.

N - число килограмм-молей газа

T - температура, К

R - газовая постоянная

$P_{кр}$ – критическое давление на 1-ую дату замера, МПа;

P_2 –пластовое давление на 2-ую дату замера, МПа;

P_K – конечное пластовое давление, МПа;

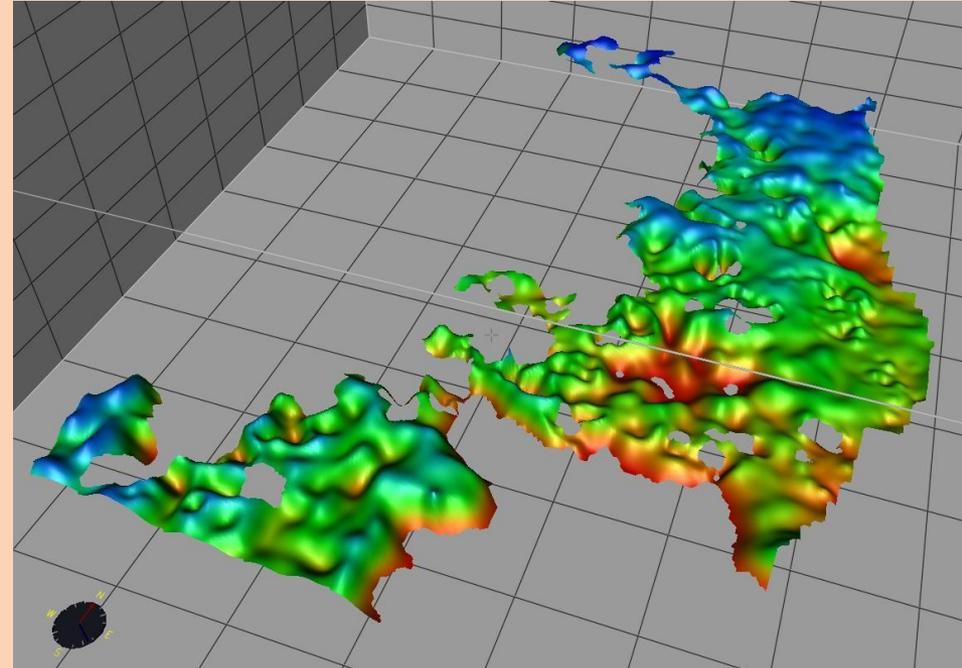
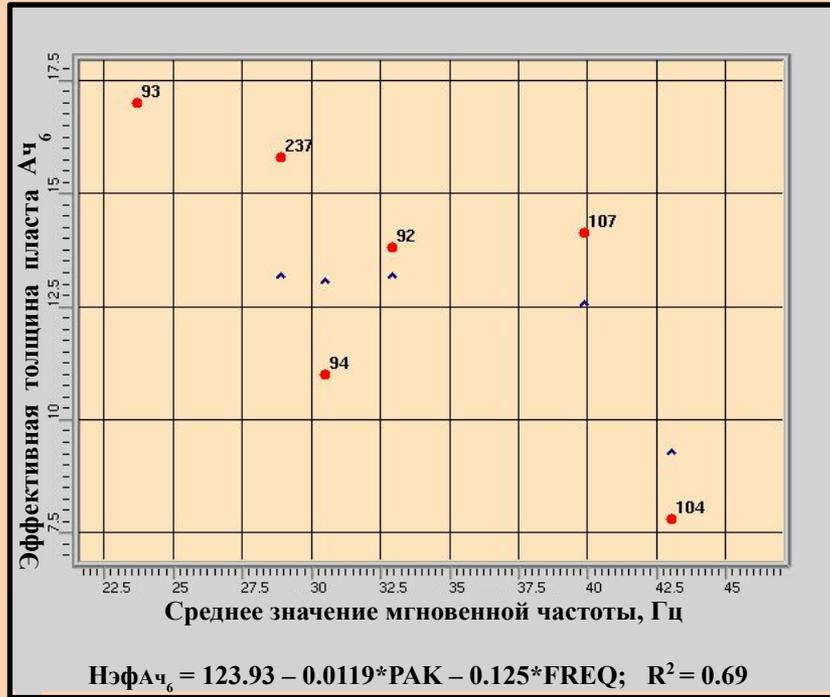
Объемный метод

Совершенствование статических моделей происходит в результате как увеличения объема наблюдений, так и привлечения новых методов исследования и рационального комплексирования их с другими применительно к условиям каждой стадии геологоразведочных работ и разработки залежей. Чем ниже стадия изученности залежи или проще ее строение, тем проще модель и применяемый вариант объемного метода. С повышением степени изученности они усложняются.

Объемный метод

Этим обуславливается многовариантность объемного метода. Каждому варианту присущи свои способы определения объемов пород-коллекторов, объемов пустотного пространства, насыщенного нефтью или газом, способы определения средних значений параметров по скважинам, подсчетным объектам или залежи в целом и т. п.

Использование сейсморазведки 3Д для прогнозирования петрофизических свойств пород



$N_{эфАч_6}$ – эффективная толщина пласта $Ач_6$, м;

$РАК$ – средние значения импедансов в интервале горизонта $Ач_6$, $кПа \cdot с/м$;

$FREQ$ – среднее значение мгновенной частоты в интервале горизонта $Ач_6$, Гц;

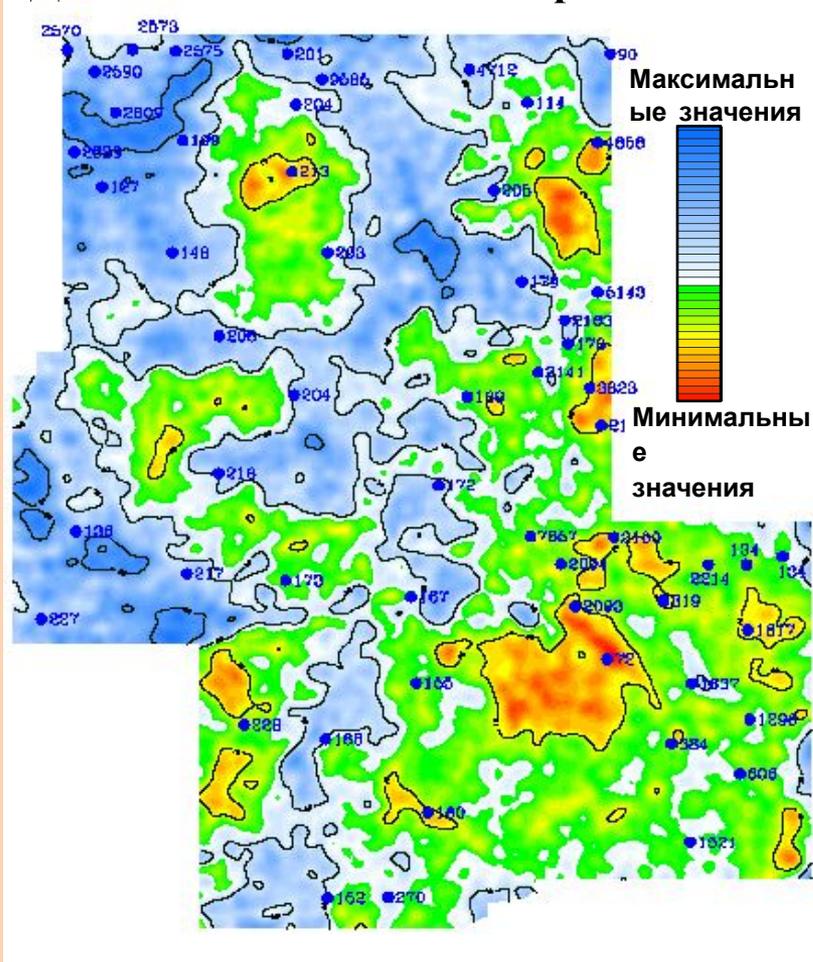
R^2 – квадратичный коэффициент корреляции.

Пример интерполяции параметров пласта в межскважинном пространстве с учетом свойств волнового поля. Западно-Сибирская НГП.

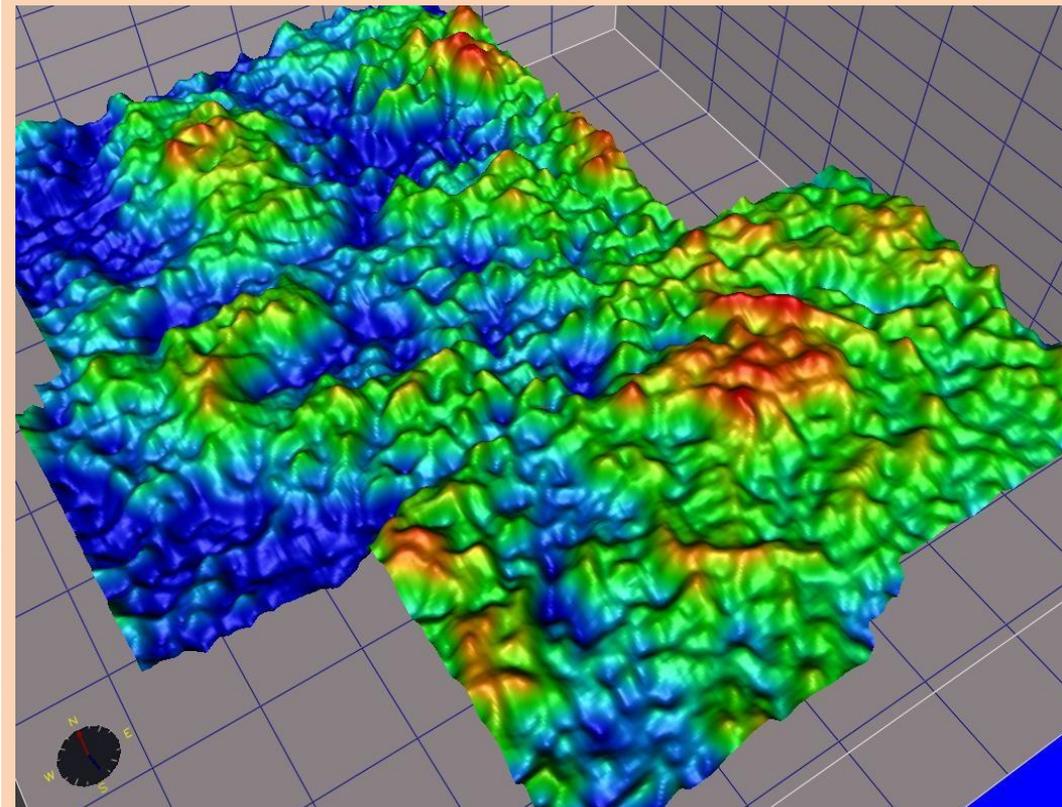
Использование сейсморазведки 3Д для прогнозирования петрофизических свойств пород

Сейсмический атрибут:

«Доля окна с половиной энергии сигнала»



Эффективная толщина пласта
(суммарная толщина слоев пород-коллекторов)



Пример интерполяции параметров пласта в межскважинном пространстве с учетом свойств волнового поля. Чумпасское месторождение Западно-Сибирская НГП.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА

$$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{РГ}} = Q_{\text{ГЕОЛ}} \cdot K_{\text{ГС}}$$

- $Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{РГ}}$ – геологические запасы растворенного газа, тыс. куб. м.;
- $Q_{\text{ГЕОЛ}}$ – геологические запасы нефти, тыс.
- $K_{\text{ГС}}$ – коэффициент содержания газа в нефти, куб. м/т.

$$Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{РГ}} = Q_{\text{ИЗВЛ}} \cdot K_{\text{ГС}}$$

- $Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{РГ}}$ – геологические запасы растворенного газа, тыс. куб. м.;
- $Q_{\text{ИЗВЛ}}$ – геологические запасы нефти, тыс.
- $K_{\text{ГС}}$ – коэффициент содержания газа в нефти, куб. м/т.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА, РАСТВОРЕННОГО В ГАЗЕ

$$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}} = Q_{\text{ГЕОЛ}} \cdot K_{\text{КС}}$$

$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}}$ – геологические запасы конденсата, тыс. т. м.;

$Q_{\text{ГЕОЛ}}$ – геологические запасы газа, млн. куб.

$K_{\text{КС}}$ – коэффициент содержания конденсата, кг/куб. м.

$$Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{К}} = Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}} \cdot \text{КИК}$$

$Q_{\text{ИЗВЛ}}^{\text{К}}$ – извлекаемые запасы конденсата, тыс. т. м.;

$Q_{\text{ГЕОЛ}}^{\text{К}}$ – геологические запасы конденсата, тыс. т. м.;

КИК – коэффициент извлечения конденсата, д.ед.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Объемный метод

Извлекаемые запасы

$$КИН =$$

- $K_{ИЗВЛ}$ – коэффициент извлечения нефти, д. ед.;
 $K_{ВЫТЕСНЕНИЯ}$ – коэффициент вытеснения, д. ед.;
 $K_{ОХВАТА}$ – коэффициент охвата, д. ед.;
 $K_{ЗАВОДНЕНИЯ}^*$ – коэффициент заводнения, д. ед. (исключен из формулы)

Коэффициент вытеснения – это часть нефти, которая будет вытеснена из образца при бесконечной прокачке через него вытесняющего агента (воды, газа и т.п.).

Коэффициент охвата – отношение объема промытой части пустотного пространства, охваченного процессом вытеснения к общему объему насыщенных нефтью пустот продуктивного пласта.

$$Q_{ИЗВЛ} = Q_{ГЕОЛ} \cdot КИН$$

- $Q_{ИЗВЛ}$ – извлекаемые запасы нефти, тыс.
 $КИН$ – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

Благодарю за внимание!

