



**Petroleum
Learning Centre**

Heriot-Watt Approved
Learning Partner



Reservoir Evaluation and Management

Volumetrics

Natalia Kaumova

2017 | hw.tpu.ru

Content

- Gross Reservoir and Net Pay
- Gross and Net Rock Volume
- Deterministic Hydrocarbon-In-Place (HIP) Calculation
- Monte-Carlo HIP Calculation
- Reservoir Definitions and Categories
- Identifying Uncertainty and Risk
- Exercises

Introduction

- Основная формула для определения объемов углеводородов в пласте (Hydrocarbons in place -HIP):
- **HIP = эффективный объем пород x Пористость x Насыщенность углеводородами x объемный коэффициент нефти**

Термины:

- OIP - Oil in place – нефти в пласте
- STOOIP- Stock tank original oil-in-place – суммарные начальные объемы нефти в пласте
- GIP- Gas-in-place – газа в пласте
- “Geological reserves” – объемы (запасы) геологические или балансовые

Запасы:

- балансовые или углеводороды в пласте (HIP) и
- извлекаемые (reserves) – зависят от особенностей добычи и экономической ситуации
- Извлекаемые запасы = STOIIP x коэффициент извлечения (recovery factor)

- Hydrocarbons in place, **HIP** (surface volumes in the ground) – «Геологические запасы»
 - **HIP**=NetPay Rock volume x Porosity x Hydrocarbon saturation (x Expansion Factor/Shrinkage Factor)
 - **OHIP** – Originally Hydrocarbon-In-Place
 - **OIP** – Oil-In-Place
 - **STOOIP** - Stock Tank Oil Originally-In-Place (often just **STOIP**)
 - **STOIP** – Stock Tank Oil Initially-In-Place
 - **GIP**- Gas-In-Place
 - **GIIP** - Gas-Initially-In-Place (prior to production start-up)
 - **P/GOIP** – Petroleum/Gas Originally-In-Place
 - **P/GOIS** – Petroleum/Gas Originally-In-Situ
 - “**Geological reserves**” (in Russia)

- Reserves - аналог «Извлекаемые запасы»
 - Recoverable hydrocarbons
 - OIP x Recovery Factor

Basic Equation for HIP calculation

$$STOIP = \frac{RV \times \Phi \times S_o}{B_o}$$

STOIP : Stock Tank Oil-in-Place

RV : Rock Volume, occupied by oil

Φ : porosity, fraction

S_o : oil saturation (1- S_w), fraction

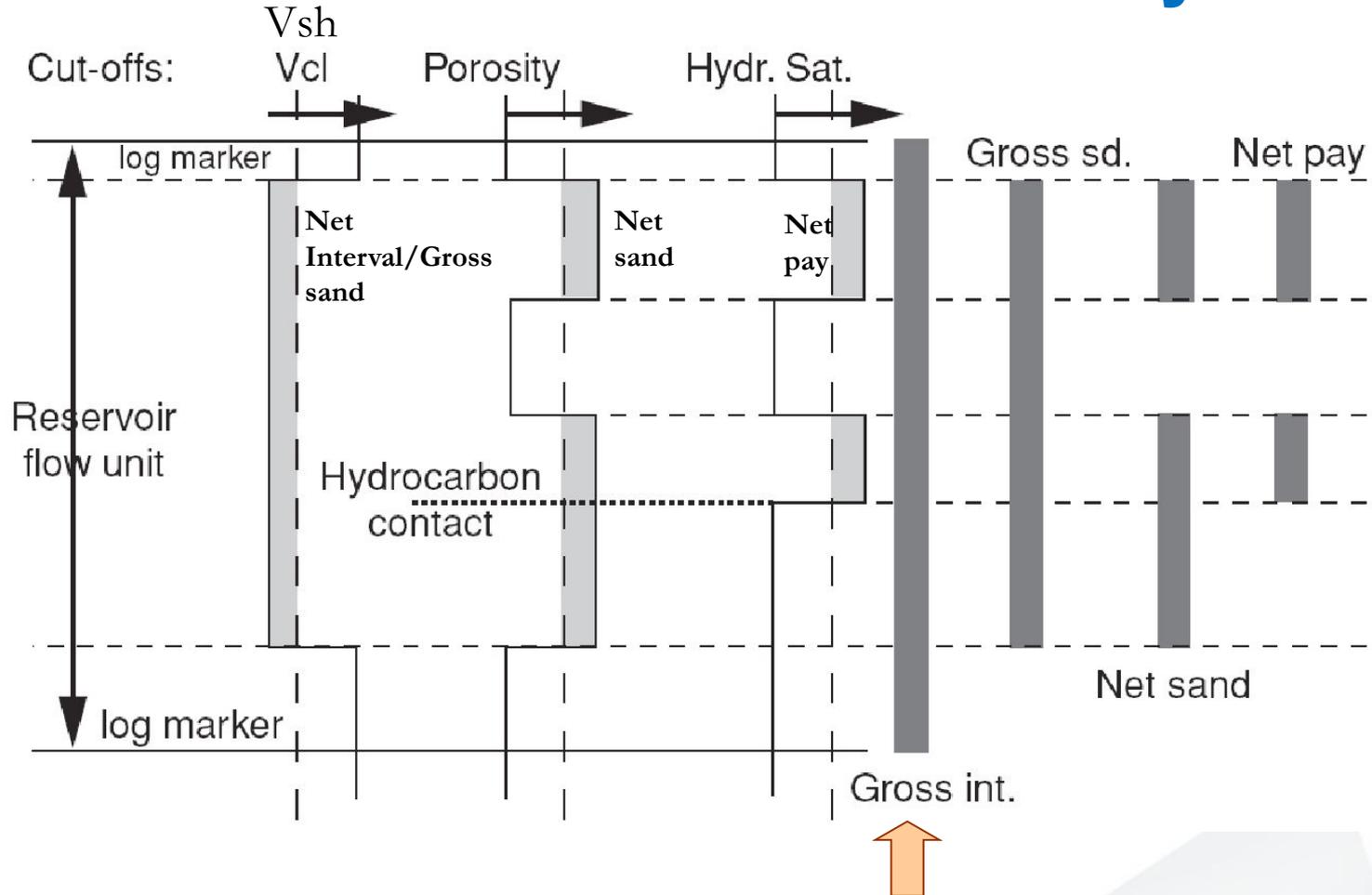
B_o : oil formation factor, RB/STB

(Reservoir Barrel/Stock Tank Barrel) – always more than 1, as oil shrinks on the surface

Термины:

- ▣ *Gross thickness* – общая толщина
- ▣ *Sandstone thickness* - общая толщина песчаника
- ▣ *Net sandstone thickness* - Эффективная толщина песчаника
- ▣ *Net pay thickness* - Эффективная углеводородонасыщенная толщина
- ▣ *Cut-offs* - Предельные значения параметров для коллектора и залежи

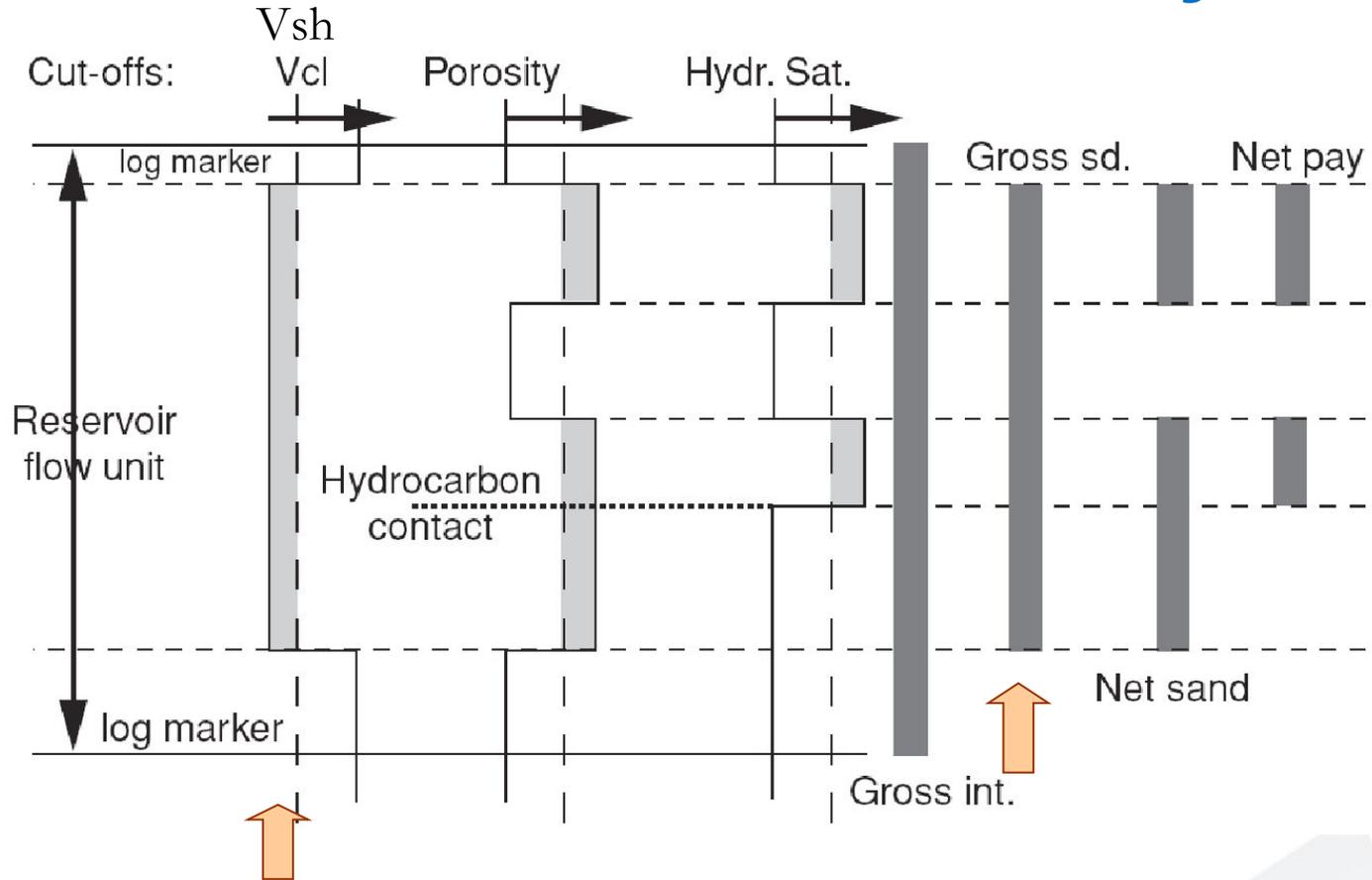
Gross reservoir and Net Pay



- **Gross Interval** – interval from top to base of reservoir flow unit

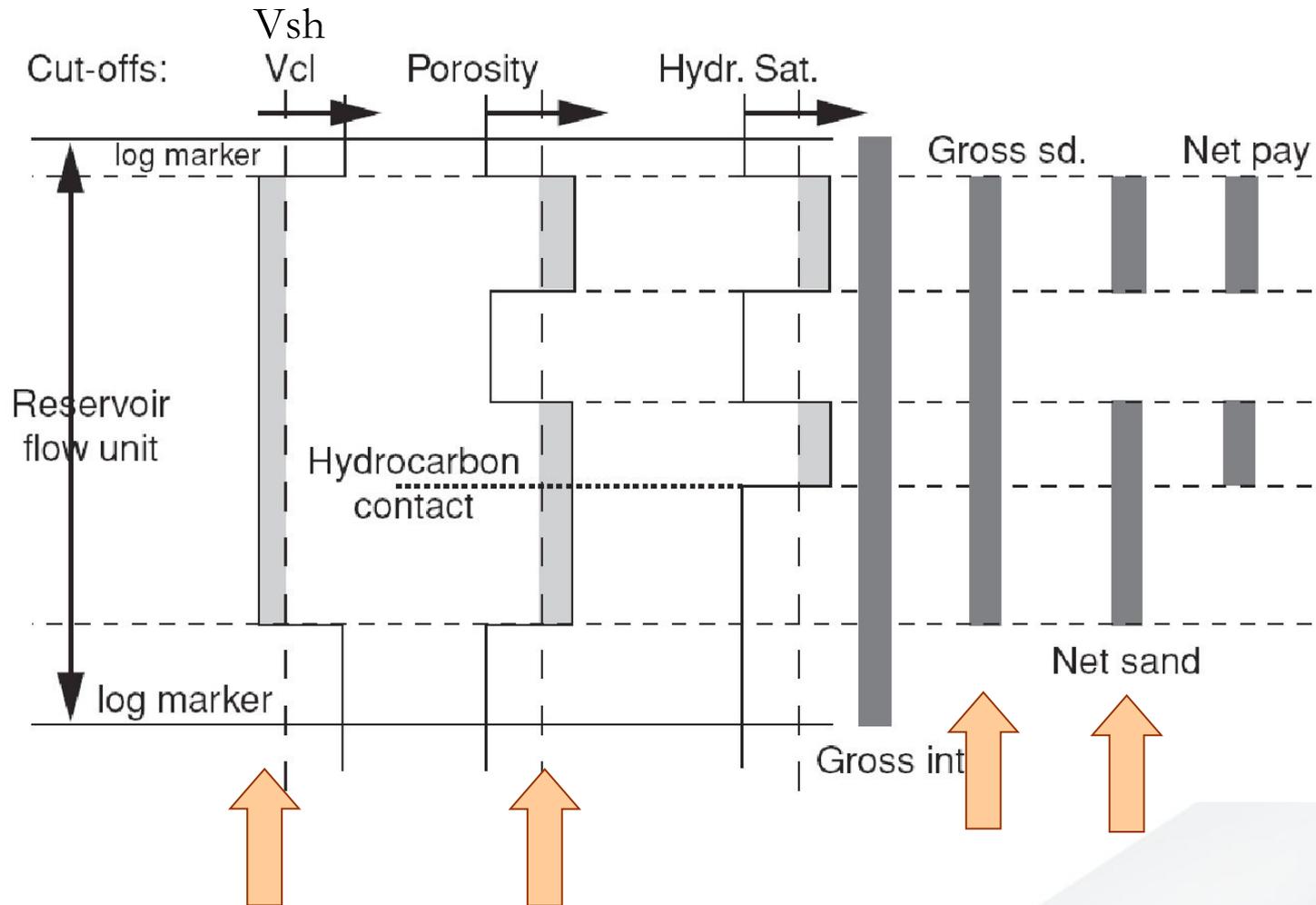
Cut-off criteria are levels determined by petrophysical analysis to eliminate non-productive rocks.

Gross reservoir and Net Pay



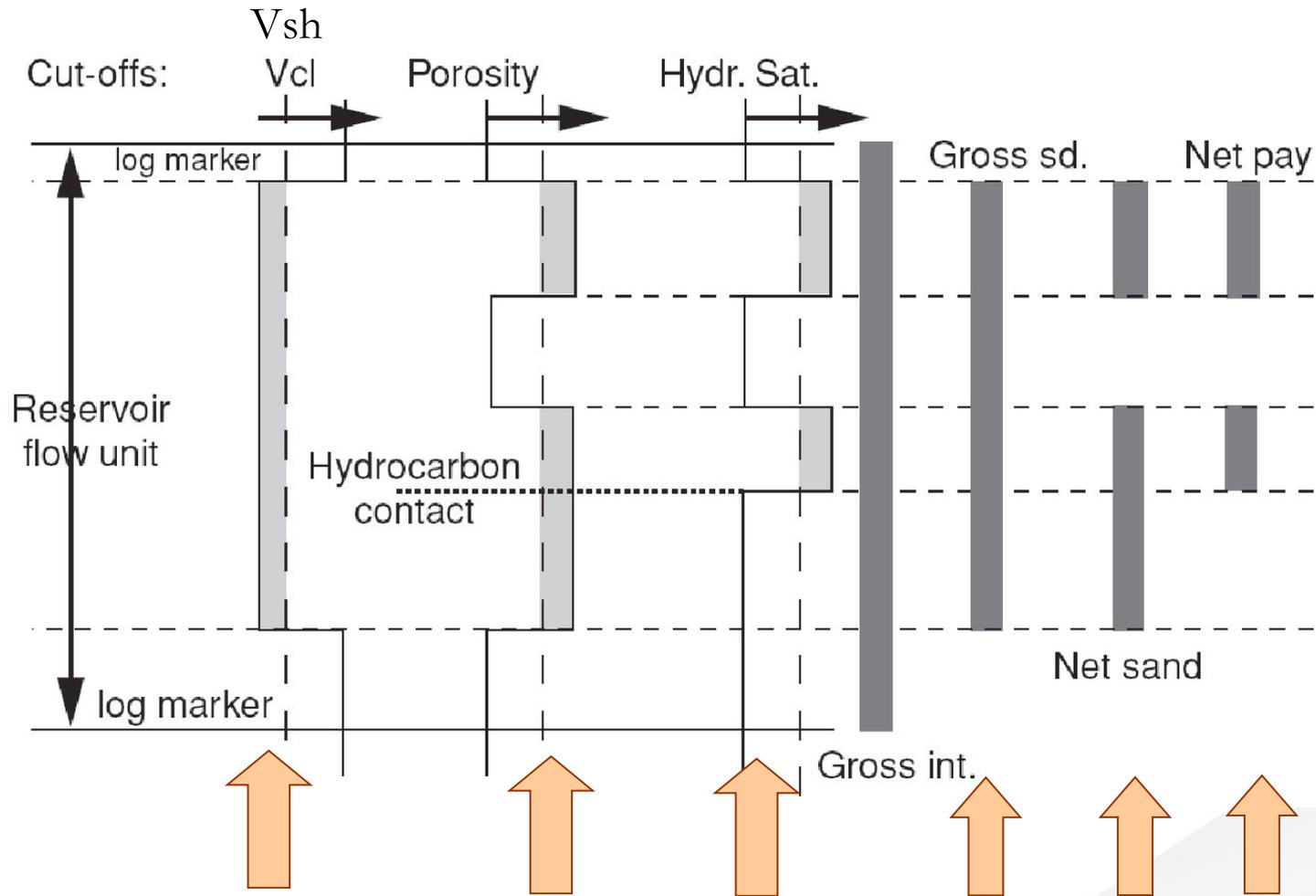
- **Gross Sand (or Net Interval)** – interval satisfying **shale cut-off** criteria
- Net-To-Gross Ratio (NTG) most often appear to the Gross Sand

Gross reservoir and Net Pay



- **Net Sand** – interval satisfying i) **shale** AND ii) **porosity cut-off** criteria (коллектор/неколлектор)

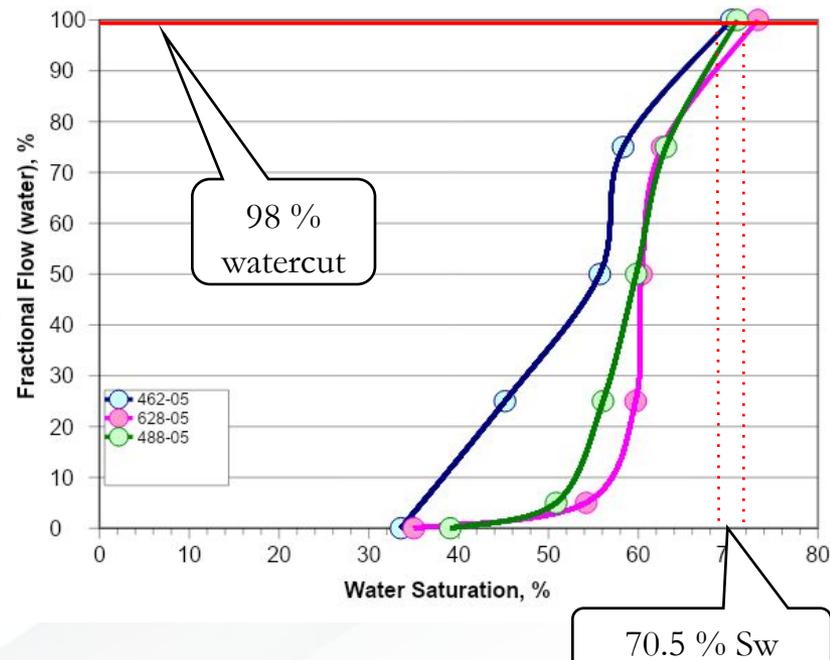
Gross reservoir and Net Pay



- **Net Pay** – interval satisfying i) **shale**, ii) **porosity** AND iii) **saturation cut-off** criteria

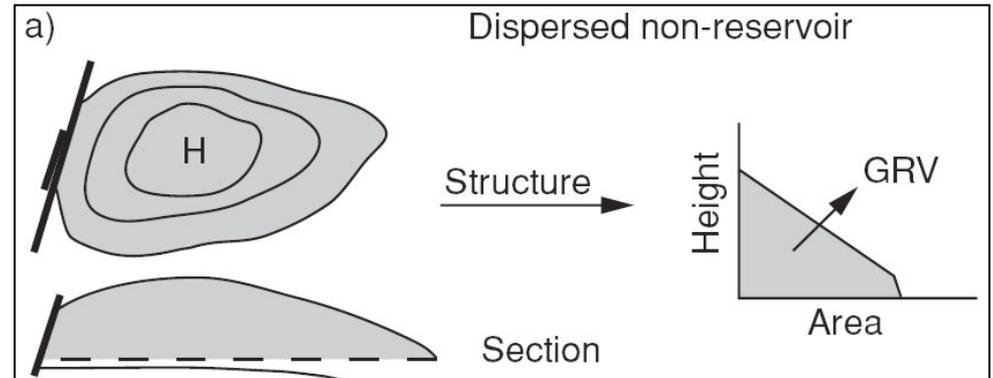
Gross reservoir and Net Pay

- **Cut-off criteria** – levels determined by petrophysicist to eliminate non-productive rock
- Always subjects of a discussion
- Very roughly
 - **Vsh** cut-off in West Siberia – some 40 %
 - porosity cut-off - some 6-10 %
 - saturation cut-off strongly depends on the rock properties
 - sometime permeability cut-off criteria used (basically 1 mD for oil, less for gas)
- Cut-offs should be independent

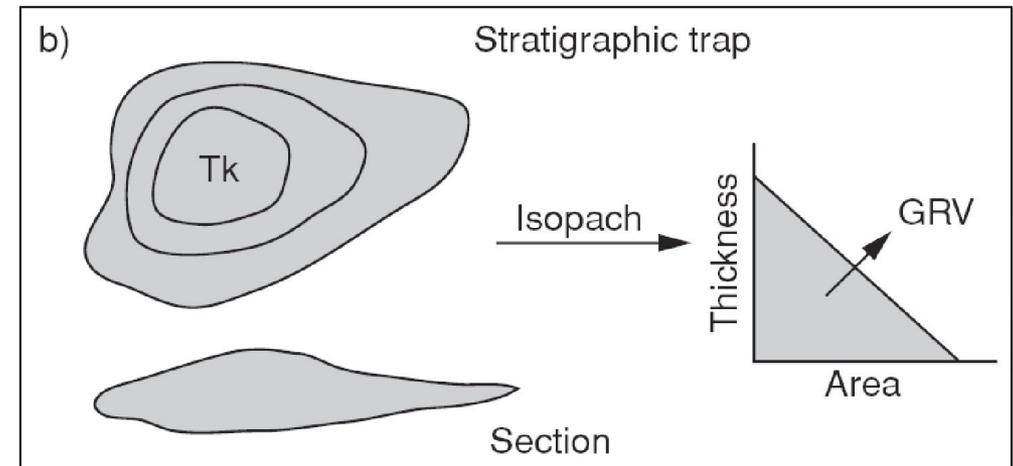


Gross and Net Rock Volume

- GRV calculation in structural trap (no OWC), NTG=1, GRV=Net Rock Volume

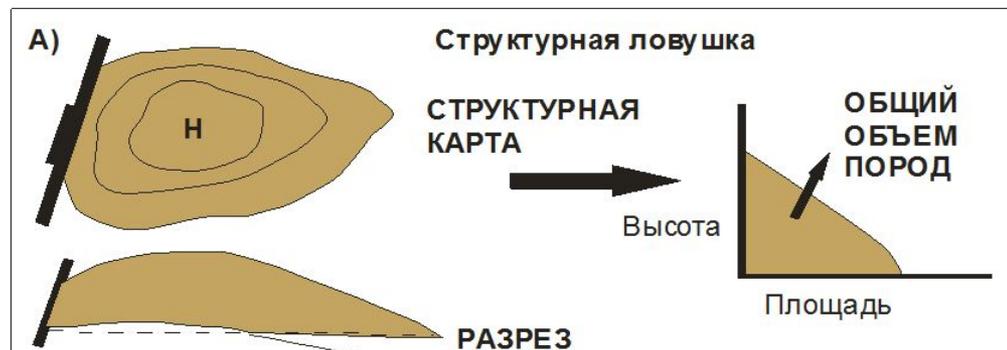


- If stratigraphic trap (and for structural trap as well) **isopach map of the sand above OWC** may be used

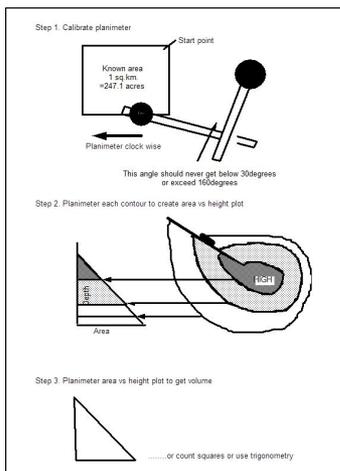
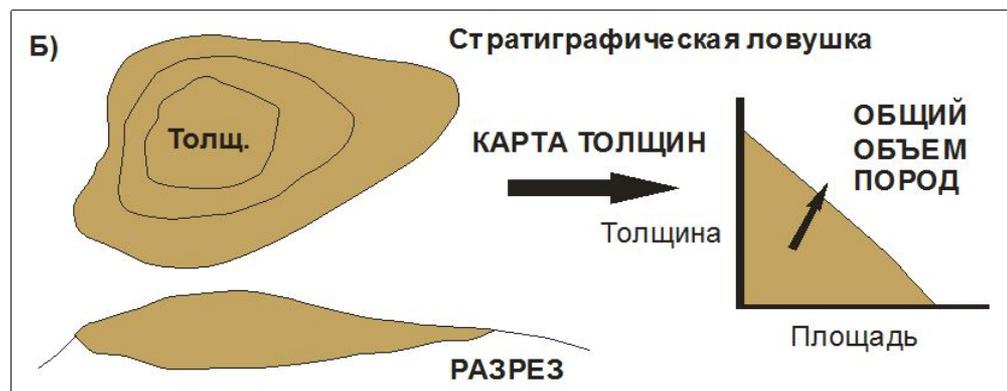


GRV – общий объем горной породы

1. Совпадение общей толщины с эффективной нефтенасыщенной – используем структурную карту



2. Совпадение общей толщины с эффективной нефтенасыщенной в стратиграфической ловушке

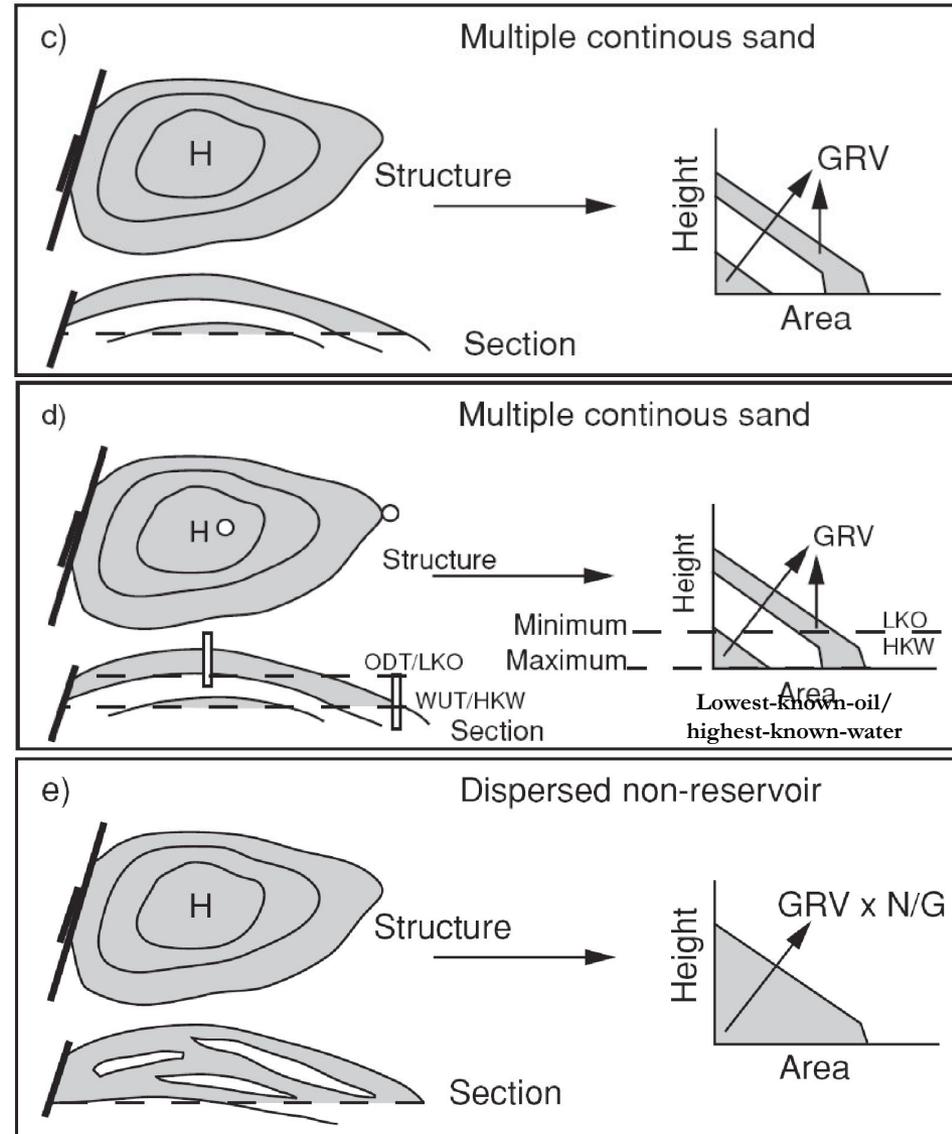


- Пересчитываем площадь на карте в реальную путем сопоставления с площадью эталонного объекта
- Совместный учет полученных площадей и высот дают объем (горных пород)

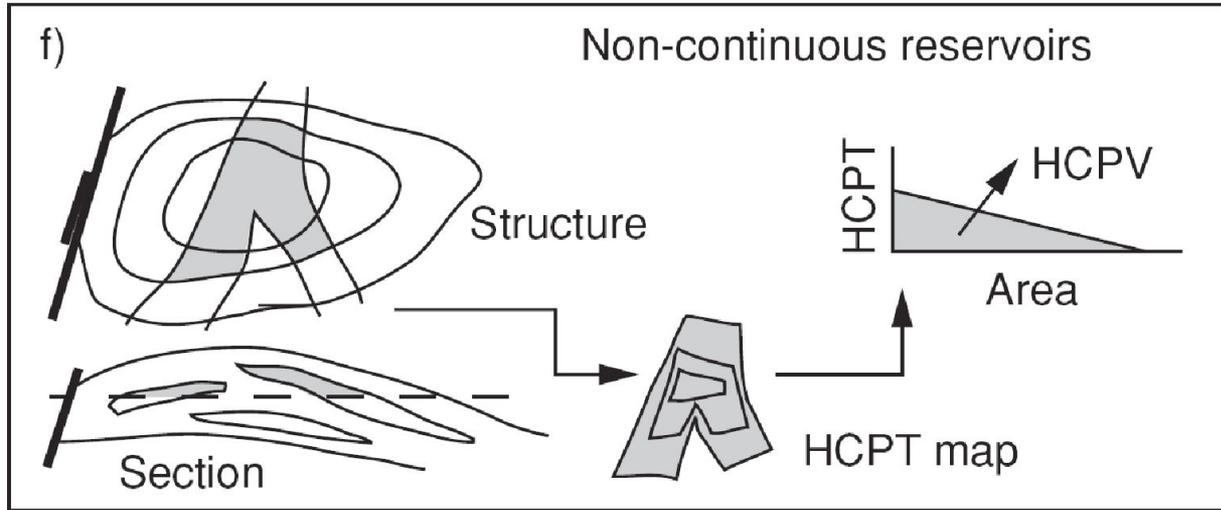
Gross and Net Rock Volume

□ For layered shale reservoir few models may be realized

- multiple sand reservoir (mapping sands separately, **c**)
- if OWC level is not determined, some probabilistic approach in use, **d** – **Water Up To and Oil Down To**
- **GRV** determination and Net-To-Gross Ration (NTG) using

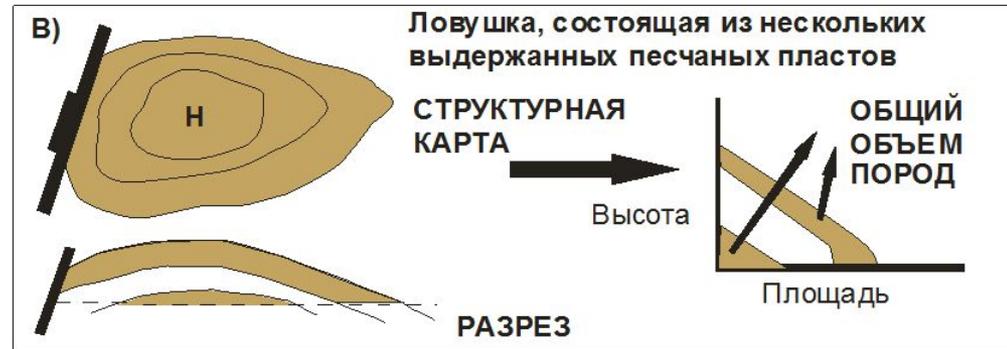


Gross and Net Rock Volume



- Complex non-continuous reservoir (with or without dispersed non-reservoir) – usage of **Hydrocarbon Pore Thickness (HCPT)**
 - $HCPT = \text{Net Pay} * \text{Porosity} * \text{Hydrocarbon Saturation}$
 - HCPT obtained by combination of isochore and structure maps

3. В ловушке несколько пластов-коллекторов, выдержанных по площади – учитываем отдельно каждый объем



4. В ловушке несколько пластов-коллекторов, невыдержанных по площади – потребуется отношение эффективной толщины к общей (коэффициент песчаности, Net to Gross Ratio, NTG, NGR, N/R) – значение или карта



5. В ловушке несколько пластов-коллекторов, невыдержанных по площади и не полностью нефтенасыщенных – удобно использовать карту линейных запасов, плотности запасов, Hydrocarbon Pore Thickness (HCPT)



Deterministic Hydrocarbon-in-Place calculation

- Deterministic estimate or **single technical best estimate** of Stock Tank Oil-in-Place (STOIP)

$$STOIP = 7758 \times \frac{GRV \times NTG \times \Phi \times S_o}{B_o}$$

STOIP : Stock Tank Oil-in-Place, STB

GRV : Gross Rock Volume, acre-ft

NTG : Net-to-Gross Ratio, fraction

Φ : porosity, fraction

So : oil saturation (1-Sw), fraction

Bo : oil formation factor, RB/STB

(Reservoir Barrel/Stock Tank Barrel) – always more than 1, as oil shrinks on the surface

Useful conversions:

1 barrel = 5.615 cu. ft.

1 m³ = 37.3 ft.³

1 m³ = 6.285 barrels

1 sq. km. = 247.1 Acres

Детерминистический расчет объемов углеводородов в пласте

$$OIP = \frac{7758 \cdot GRV \cdot N / G \cdot \phi \cdot S_o}{B_o}$$

- ▶ OIP – объем нефти в пласте (баррели)
- ▶ GRV – общий объем пород (акро-футы)
- ▶ N/G – песчанистость (доли ед.)
- ▶ ϕ – пористость (доли ед.)
- ▶ S_o – нефтенасыщенность (доли ед.)
- ▶ B_o – объемный коэффициент (доли ед.)

- ▶ 1 баррель =
5.615 куб. футу
- ▶ 1 куб. м =
37.3 куб. фута
- ▶ 1 куб. м =
6.285 баррели
- ▶ 1 кв. км =
247.1 акра

Deterministic Hydrocarbon-in-Place calculation

- Deterministic estimate or **single technical best estimate** of Gas-in-Place (GIP)

$$GIP = 43560 \times \frac{GRV \times NTG \times \Phi \times S_g}{B_g}$$

GIP: Gas-in-Place, ft³

GRV : Gross Rock Volume, acre-ft

NTG : Net-to-Gross Ratio, fraction

Φ : porosity, fraction

S_g : gas saturation (1-S_w), fraction

B_o : gas formation factor, RCF/SCF

(Reservoir Cubic Ft/Standard Condition Cubic Ft); B_o<1, as gas expand in the surface conditions

Useful conversions:
 1 barrel = 5.615 cu. ft.
 1 m³ = 37.3 ft.³
 1 m³ = 6.285 barrels
 1 sq. km. = 247.1 Acres

Детерминистический расчет объемов углеводородов в пласте

$$GIP = \frac{GRV * N / G * \phi * S_g}{B_g}$$

- ▶ GIP – объем газа в пласте (куб. м)
- ▶ GRV – общий объем пород (куб. м)
- ▶ N/G – песчанистость (доли ед.)
- ▶ ϕ – пористость (доли ед.)
- ▶ S_o – газонасыщенность (доли ед.)
- ▶ B_g – объемный коэффициент (доли ед.)

$$GIP = \frac{43560 \bullet GRV \bullet N / G \bullet \phi \bullet S_g}{B_g}$$

- ▶ GIP – объем газа в пласте (куб. футы)
- ▶ GRV – общий объем пород (акро-футы)
- ▶ N/G – песчанистость (доли ед.)
- ▶ ϕ – пористость (доли ед.)
- ▶ S_o – газонасыщенность (доли ед.)
- ▶ B_g – объемный коэффициент (доли ед.)

*Главное – не запутаться с единицами измерения –
аккуратно использовать переводные коэффициенты*

Deterministic Hydrocarbon-in-Place calculation

- Deterministic estimate or **single technical best estimate** of Gas-in-Place (GIP) in SI (metric system)

$$STOIP = \frac{GRV \times NTG \times \Phi \times S_o}{B_o}$$

$$GIP = \frac{GRV \times NTG \times \Phi \times S_g}{B_g}$$

STOIP, GIP : m³

GRV : m³

NTG : fraction

Φ : fraction

So, Sg : fraction

Bo, Bg : dimensionless

Exercise 2. Calculate OIP

The following set of reservoir parameters has been calculated from log and core data for an oilfield in the Tomsk Basin in Siberia:

GRV (cu m)	146937500	Most Likely (114000000 Min; 189750000 Max)
Net/gross (%)	82.5%	ML (72.5 Min; 93.8 Max)
Porosity (%)	15.7 ML	(12.3 Min; 18.5 Max)
Sw (%)	34.5%	(32.2 Min; 38.5 Max)
Bo (RB/STB)	1.13 ML	(1.1Min; 1.15 Max)
6.28Bbl = 1m ³		

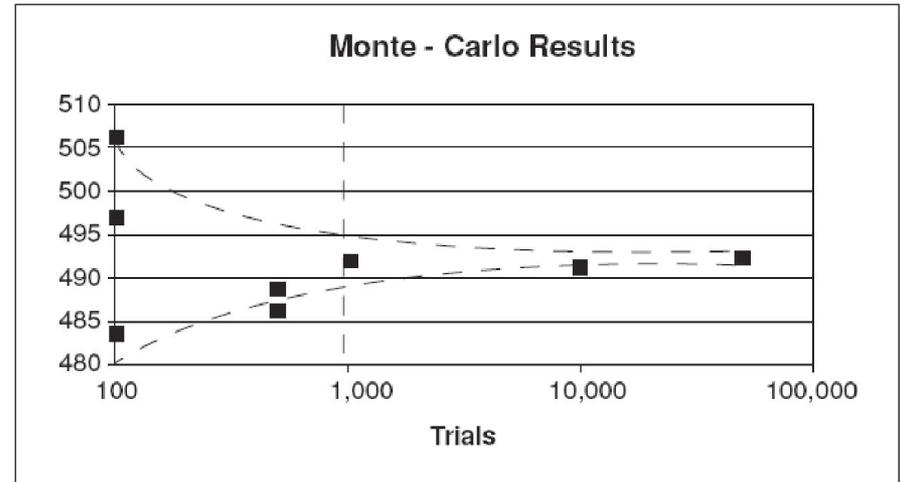
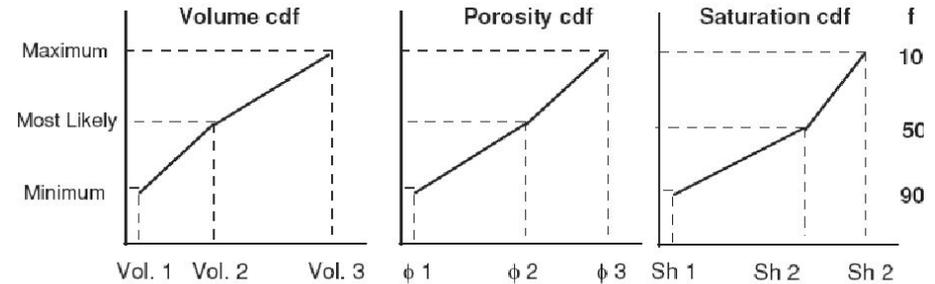
- Calculate minimum, most likely and maximum deterministic OIP

- ▶ Для получения величины минимально ожидаемых и максимально возможных запасов берут минимальные и максимальные величины используемых в счете параметров.
- ▶ Основное влияние на них оказывают величины предельных значений (*cut-offs*)

Probabilistic Hydrocarbon-in-Place calculation

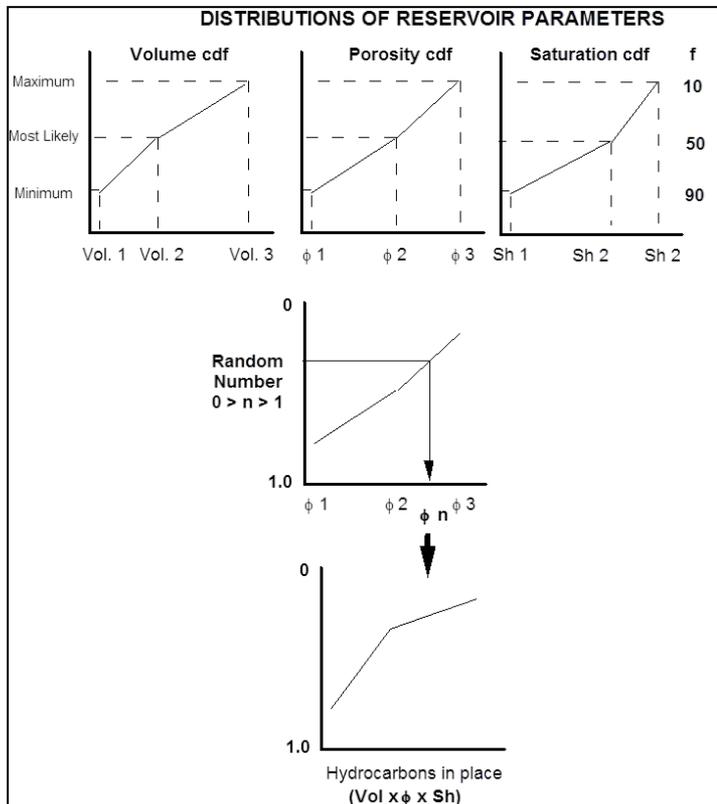
- **Monte Carlo method** – probabilistic (stochastic) method allowing more realization from the limited data set
- Uses not unique data (compare with deterministic approach on the slide before) but **PDFs** of the data
- Allows to combine minimum data (say, GRV) with most likely (NTG) and maximum (porosity) by random

DISTRIBUTIONS OF RESERVOIR PARAMETERS

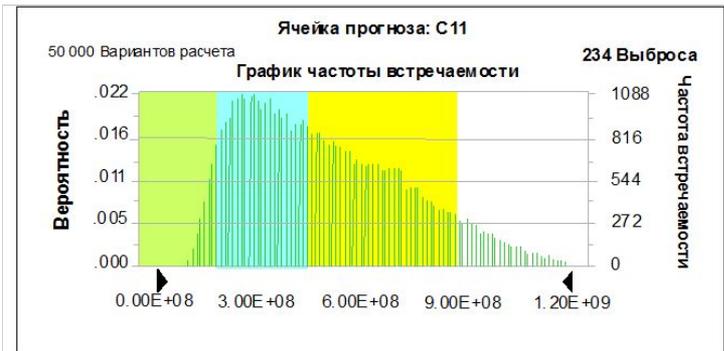
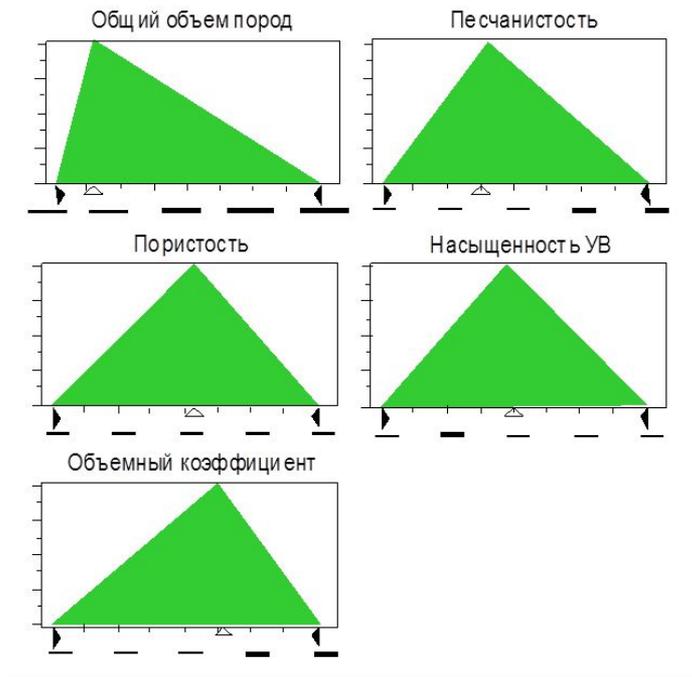


Hydrocarbons in place
(Vol x φ x Sh)

- ▶ Многократное повторение детерминистического расчета при случайном выборе набора исходных параметров
- ▶ При всех полностью зависимых параметрах решение сводится к детерминистическому
- ▶ Нормальное распределение всех параметров также сводит решение к детерминистическому
- ▶ Наиболее эффективен при независимых параметрах и несимметричном распределении, а также при высокой степени неопределенности - типичная ситуация для поисково-разведочной стадии



- Задаются законы распределения используемых параметров как входная информация
- Для выбора конкретных значений используется генератор случайных чисел
- Вероятностная оценка запасов – это всегда схематическое решение



Среднее значение объема нефти в пласте - 449 MMBBLS

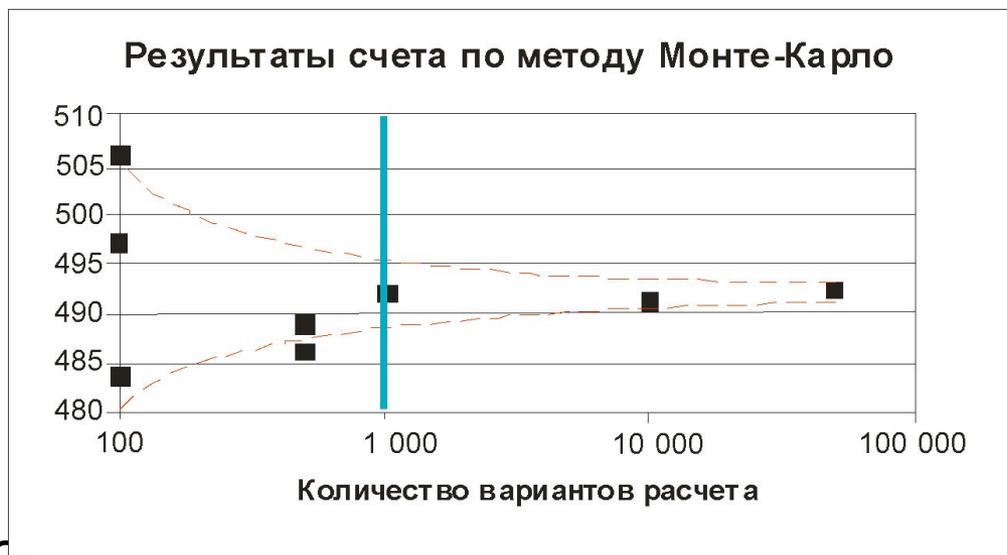
Проценты:	BBLS
0%	6.00E+07
10%	2.07E+08
20%	2.64E+08
30%	3.21E+08
40%	3.82E+08
50%	4.49E+08
60%	5.23E+08
70%	6.09E+08
80%	7.10E+08
90%	8.47E+08
100%	1.48E+09

• *Распределения входных параметров - треугольное*

• *Результат счета в пакете Cristall Ball*

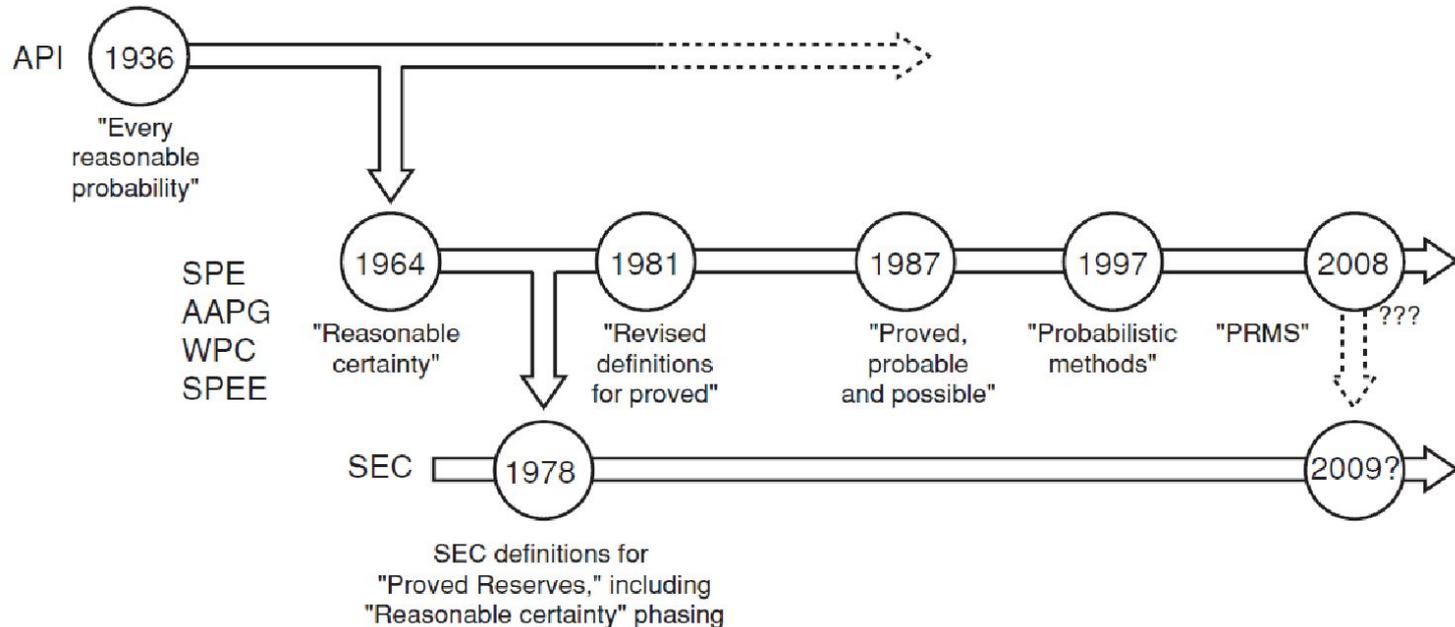
Различия в оценках детерминистической и стохастической свидетельствуют о высокой неопределенности в данных, поэтому рекомендуется их совместное использование

- ▶ Требуется по меньшей мере 1000 раз рассчитать значения



- ▶ Имеется программа, например, Cristall Ball

Reserves Definitions and Categories



- **Reserves=HIP*Recovery Factor**
- API (1936) – historical perspective
- SPE – probabilistic (1P, 2P, 3P) approach
- US Securities and Exchange Commission (SEC)

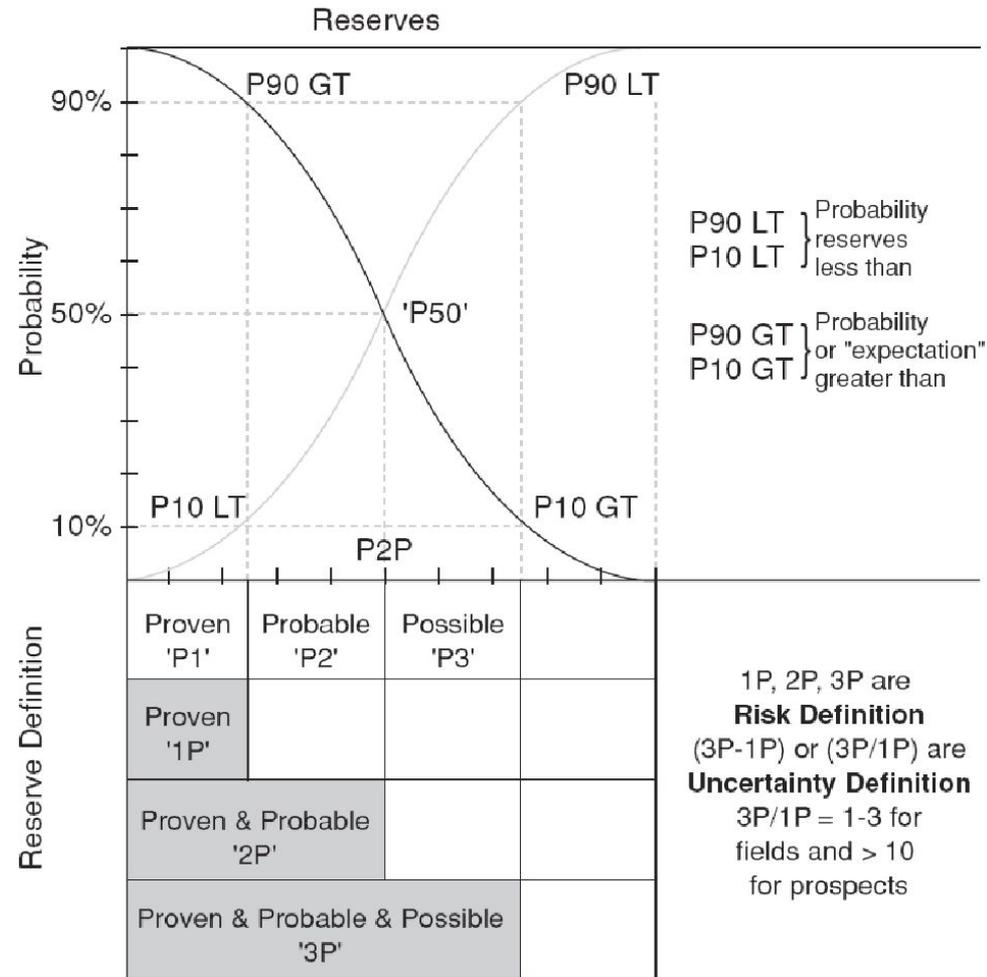
Reserves Definitions and Categories: US SEC

- Proved gas and oil reserves are estimated quantities of crude oil, natural gas, natural gas liquid than geological and engineering data demonstrate **with reasonable certainty** to be recoverable in future year from known reservoir under existing economic and operating conditions (prices and costs at the estimation date OR provided by contracts – not by estimation)
- Also from undrilled well and if OWC/GWC is not defined (Lowest Known Structural Occurrence of Hydrocarbon – LKO/LKG – used)
- Also reserves that can be produced by Improved Oil Recovery (such as fluid injection), if successful pilot project done
- **Note: no mention** on probability, seismic methods, pressure measurements, wireline samplers – emphasis on “producability.. which supported by ... actual production or conclusive formation test”

- Из определений термина «запасы» много – SPE 1997 г. – будем говорить об извлекаемых
- Зависит от коэффициента извлечения (*recovery factor*)
 - *Извлекаемые запасы = НIP x Коэффициент извлечения*
- Коэффициент извлечения зависит от
 - Геологии
 - Технологии
 - Экономики
- Достоверное значение – только извлеченные запасы и то после
 - окончания разработки

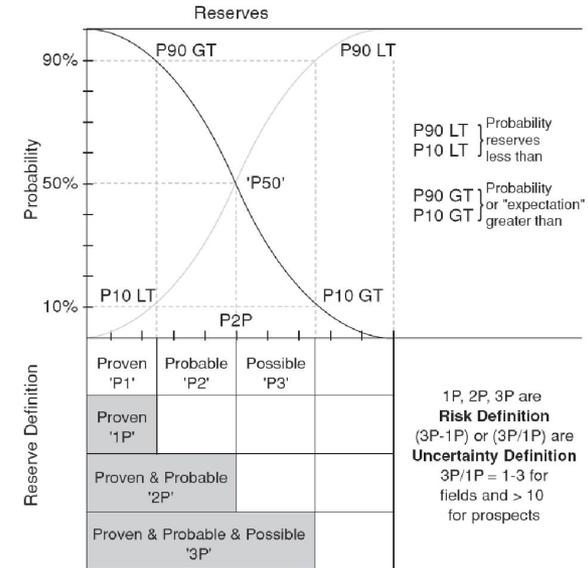
Reserves Definitions and Categories: SPE

- May be calculated deterministically (with **reasonable certainty**) or by probabilistic method (Monte Carlo)
- **proved (P1)** – 90 % probability to be developed (include **developed and undeveloped**)
- **unproved:**
 - **probable (P2)** – 50 % probability of proven and probable to be produced
 - **possible (P3)** – 10 % probability of proven, probable and possible to be produced



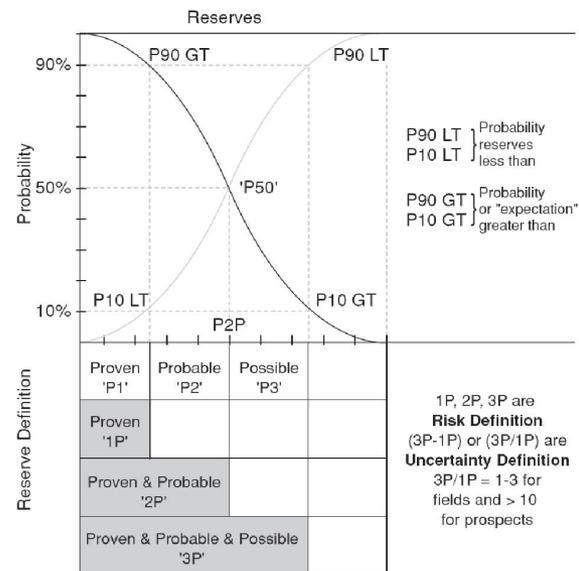
Reserves Definitions and Categories: SPE

- **proved (P1)** – 90 % probability to be developed (include **developed** and **undeveloped**).
- *Доказанные запасы (P1)* - это количество нефти, которое исходя из анализа геологических и инженерных данных может быть с разумной достоверностью оценено как рентабельно извлекаемое на сегодняшний день из известных месторождений и исходя из существующих экономических условий, технических средств и регулирующих мер правительства. При использовании детерминистского метода должна быть высокая степень уверенности в том, что заявленное количество нефти будет добыто. При применении вероятностного метода должно быть, по крайней мере, 90% вероятности, что фактически добытое количество будет равно или превысит оценочное.
- В российской классификации данные запасы соответствуют категориям А, В1, В2.



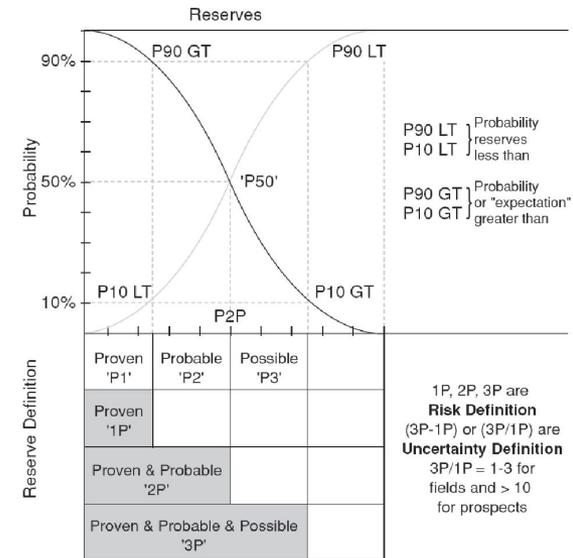
• **unproved:**

- **probable (P2)** – 50 % probability of proven and probable to be produced.
- *Вероятностные запасы (P2)* - это те недоказанные запасы, которые, как предполагают геологические и инженерные данные, скорее извлекаемые, чем наоборот.
- В этом контексте при использовании вероятностных методов должна быть по крайней мере 50%-ная вероятность того, что фактически извлеченное количество будет равно или превысит сумму доказанных и вероятных запасов. В общем случае вероятностные запасы могут включать: 1. запасы, которые, как ожидается, будут доказаны обычным последовательным разбуриванием; 2. запасы в пластах, которые выглядят продуктивными по данным ГИС, но для них отсутствует окончательное подтверждение, основанное на добыче; 3. запасы, добыча которых планируется за счет усовершенствования существующих методов извлечения при условии экономической целесообразности. 4. запасы той части пласта, которая интерпретируется как отделенная от области доказанных запасов разломом, а геологические данные указывают на то, что этот объект структурно выше содержащего доказанные запасы.

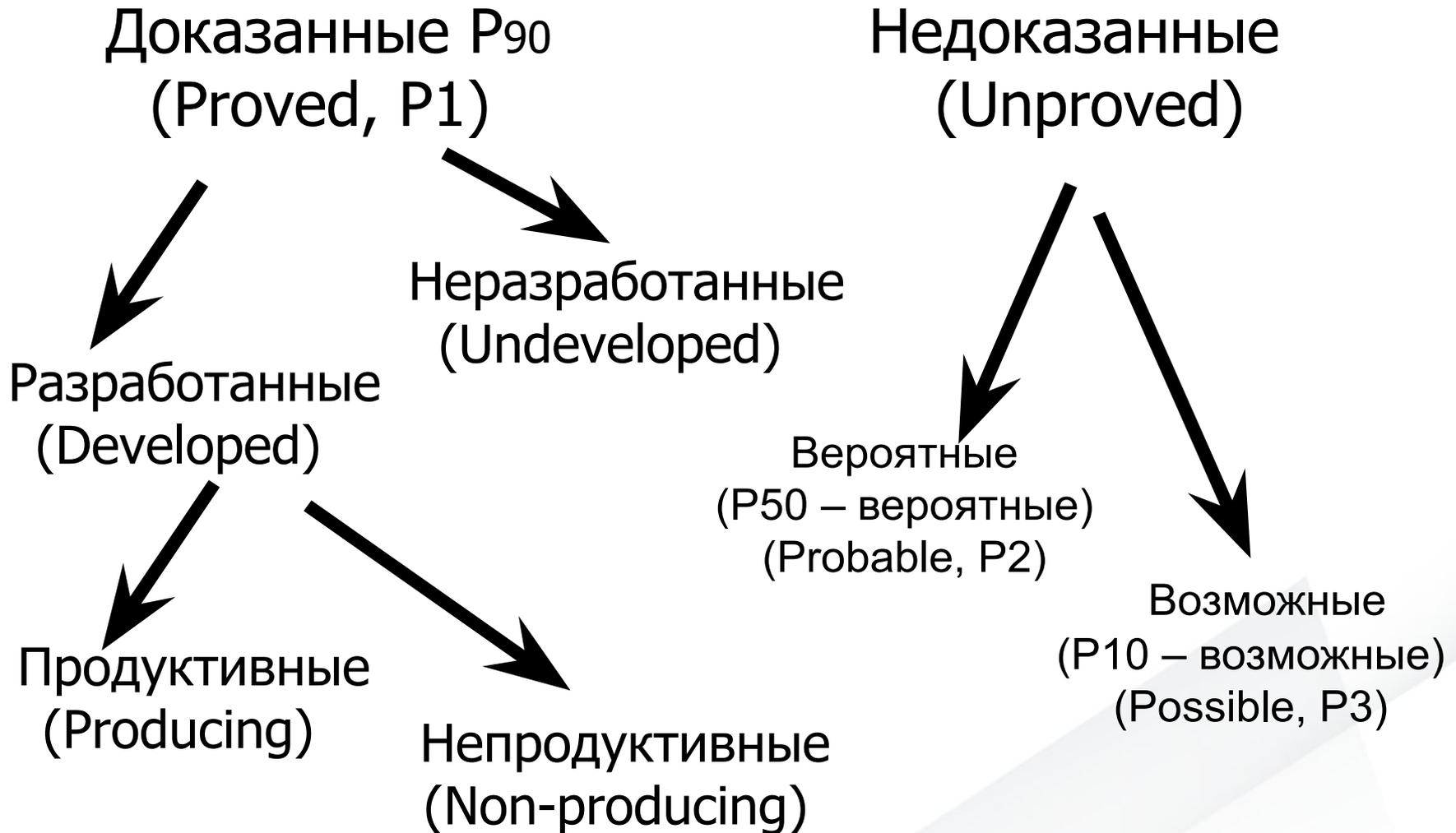


• **unproved:**

- **possible (P3)** – 10 % probability of proven, probable and possible to be produced.
- *Возможные запасы (P3)* - это те недоказанные запасы, возможность извлечения которых меньше, чем вероятностных запасов. Когда применяется вероятностный метод оценки, должно быть по крайней мере 10% вероятности, что фактически добытое количество нефти будет равно или превысит сумму доказанных, вероятных и возможных запасов ($P1+P2+P3$). В общем случае возможные запасы могут включать: 1. запасы в пластах, выглядящих нефтеносными по данным керна и каротажа, но из которых можно не получить промышленных дебитов; 2. запасы, связанные с проектами по интенсификации добычи, рентабельность которых вызывает разумные сомнения; 3. запасы той части пласта, которая интерпретируется как отделенная от области доказанных запасов разломом, а геологические данные указывают на то, что эта часть пласта структурно ниже содержащей доказанные запасы.

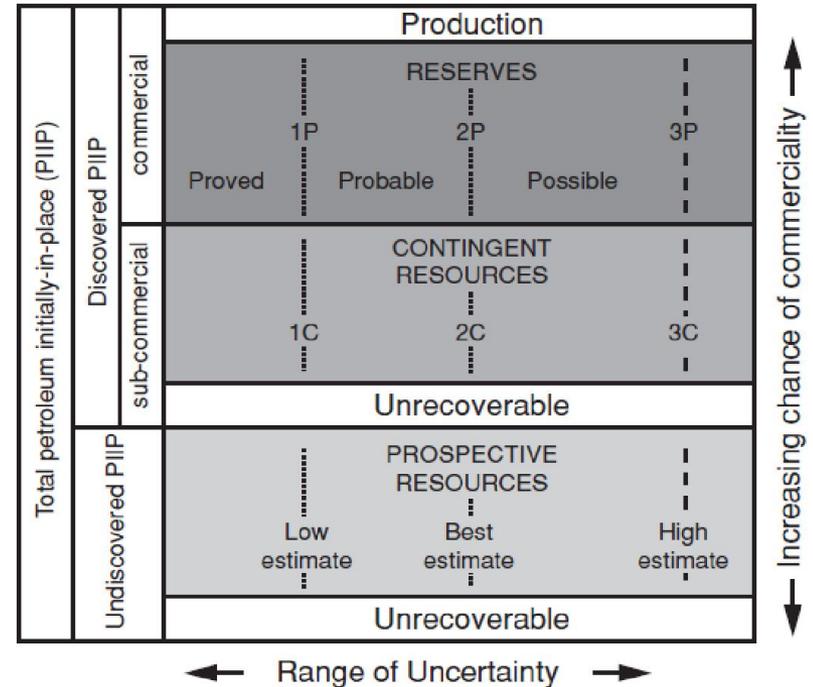


Классификация запасов



Petroleum Reserves Management System: 2008

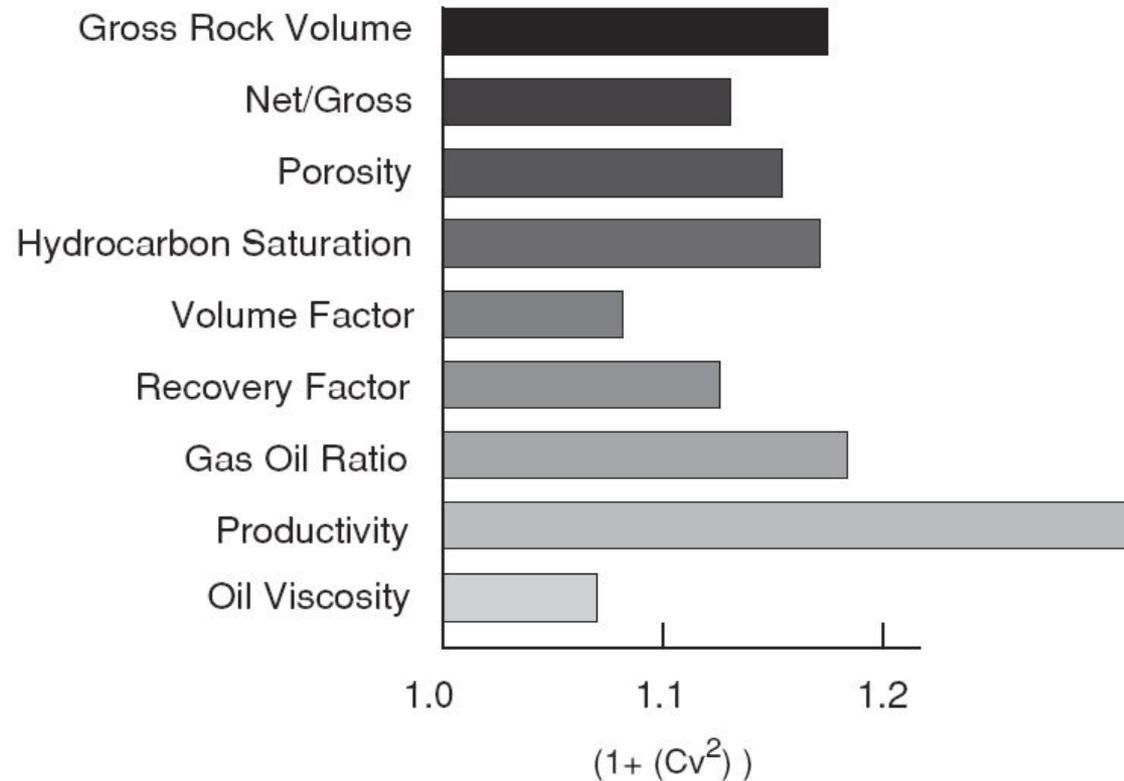
• Наиболее распространенной в мировой нефтегазовой промышленности является система управления ресурсами и запасами углеводородов SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System). Классификация, разработанная в 1997 году Обществом инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE) совместно с Мировым нефтяным конгрессом (World Petroleum Congress, WPC) и Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG), в последующие годы была дополнена разъясняющими и вспомогательными документами, и в 2007 была принята новая редакция системы.



• Стандарты SPE-PRMS не только оценивают вероятность присутствия нефти в месторождении, но и учитывают экономическую эффективность извлечения этих запасов. При определении эффективности учитываются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, транспортировку, налоги, существующие цены на нефть и многие другие. По данной классификации запасы делятся на категории «доказанные», «вероятные» и «возможные» в зависимости от оценки шансов их извлечения. Таким образом, у доказанных запасов шанс быть добытыми равняется 90%, у вероятных – 50%, а у возможных он самый низкий – 10%. Так же эта классификация оценивает ресурсы углеводородов.

Identifying uncertainty and risk

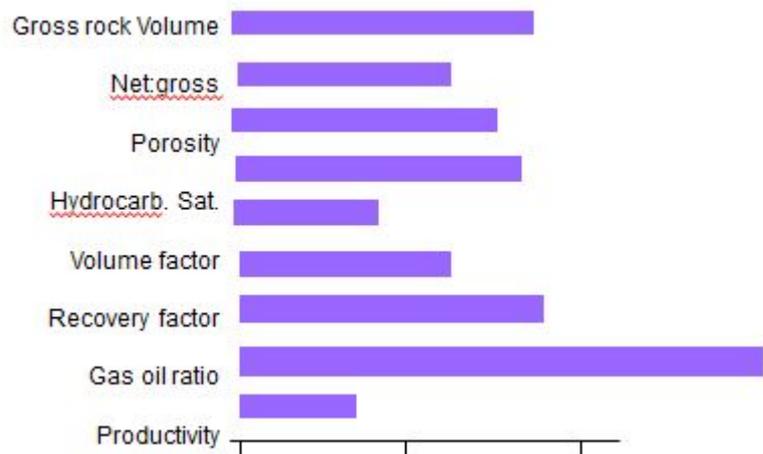
- **Parametric method** allows to rank individual parameter's impact to overall risk
- Usage of CV for contributed parameters
- Particularly useful in the appraisal stage



Оценка неопределенностей

- Неопределенность существует всегда – чтобы управлять ею, ее необходимо попытаться формализовать
 - Критические параметры: источника УВ, экран, коллектор, время на образование залежи, ловушка
 - Задание вероятности: 0 – невозможно, 1 – определено произойдет
 - Задается на основе опыта специалистов

Оценка неопределенностей



Параметрический метод:

- Учитывается большое количество факторов, влияющих на величину извлекаемых запасов
- Влияющие факторы ранжируются по вкладу в риск
- Используется статистическая оценка – коэффициент вариации
- На разных стадиях изученности месторождения наиболее неопределенные факторы разные
- Удобен на оценочной стадии для определения направления работ

• Thank you

Natalia Kaumova

National Research
Tomsk Polytechnic University

• **Petroleum Learning Centre**
Heriot-Watt Approved Learning Partner

• 4a Usova Street, Tomsk, Russia
• hw.tpu.ru info@hw.tpu.ru

