Practice

Ex.1

b) Given the information in the table below, calculate the STOOIP in the reservoir formation. Show all your working and justify your method.

(8 Marks)

Unit	Thickness (ft)	Porosity %	Water Saturation %	Net-to-Gross
Sc	25	1	1.0	0
Sh	25	2	0.95	0.10
N a-d	100	12	0.3	0.50
E	65	18	0.15	0.88
R a-b	184	15	0.45	0.78
D	250	5	0.95	0.12

Conversion ft to m = 0.3048
Conversion m^3 to barrels = 6.285
B_0 = 1.22 STB/RB

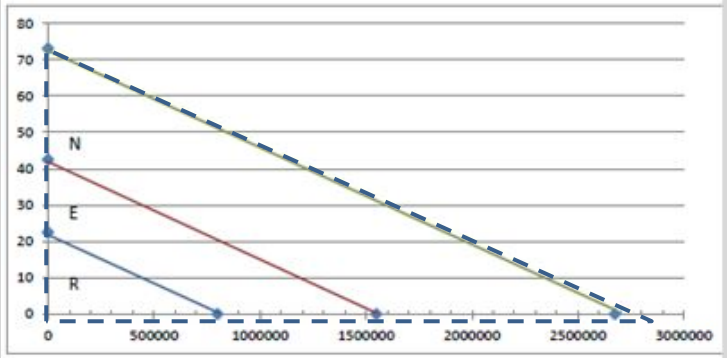
Aria for Sc (Unit) = 180 000 m^2
Aria for Sh (Unit) = 420 000 m^2
Aria for R (Unit) = 800 000 m^2
Aria for E (Unit) = 1 550 000 m^2
Aria for N (Unit) = 2 700 000 m^2
Aria for D (Unit) = 3 900 000 m^2

(По условию, Вам площадь пластов дана. В случае, когда дана структурная карта, рассчитываете с помощью карты).

Estimate the hydrocarbons in place.

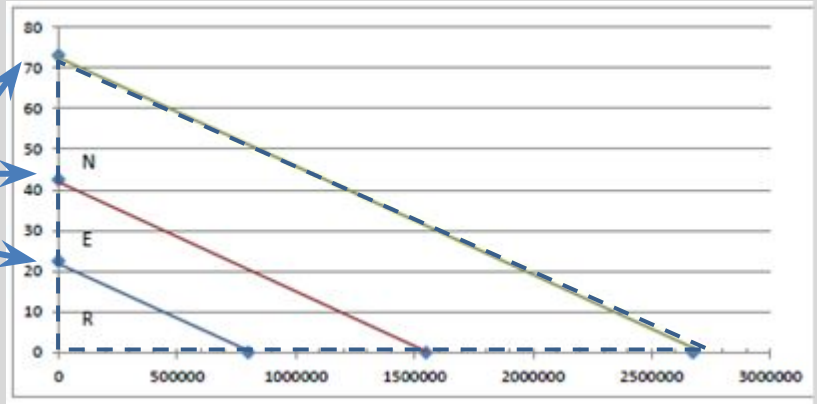
Решение:
Пласты Sc, Sh – вероятно, покрышки, по значениям N/G и Sw, Вы видите, что это не коллектор (глины), значит в расчетах STOIIP, данные пласты участия не принимают. Пласт D – водонасыщен (как в случае задачи на тренировочном экзамене). Значит, работаем с пластами R, E, N. Особенность задачи лишь в том, что присутствуют пласты с разными свойствами. Итак, переводим футы в метры и соотносим стратиграфическую колонку с нашей структурной картой (в случае, если дана колонка и указаны интервалы ваших пластов).

layer	R	E	N
Aria	800 000	1 550 000	2 682 349
Height	22,5	42,5	72,8



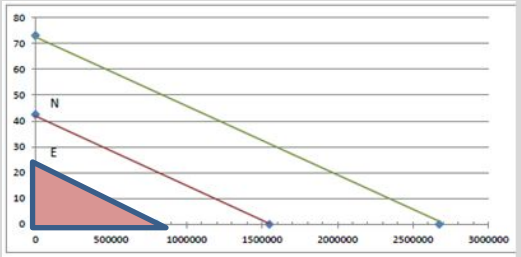
Далее, переходим к части, где у многих возникли затруднения.

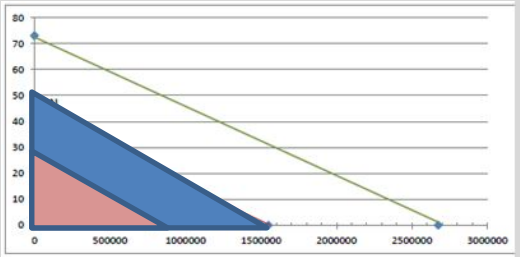
layer	R	E	N
Aria	800 000	1 550 000	2 682 349
Height	22,5	42,5	72,8



Ваше право, каким способом воспользоваться (рассчитать площади треугольников или трапеции или применить тригонометрический подход. Если решите через площадь трапеции, не запутайтесь: н-р, сторона для трапеции пласта E = 42,5-22,5м = 20м).

Рассчитаем GRV для пласта R (см. ф-лу прямоугольного треугольника).





Рассчитаем GRV для пласта E: (для большего треугольника E&R и вычтем GRV, рассчитанного для R, получим объем пород для пласта E). Аналогично, для N.

GRV для пласта R = ½(22,5m*800 000m^2)= 9 000 000 m^3

GRV для пласта E = ½(42,5m*1 500 000m^2)= 32 937 500 m^3 - 9 000 000 m^3 = 23 937 500 m^3

GRV для пласта N = ½(72,8m*2 682 349 m^2)= 97 637 500 m^3 - 32 937 500 m^3 = 64 700 000 m^3

Total GRV = 9 000 000 m^3 + 23 937 500 m^3 + 64 700 000 m^3 = 97 637 500 m^3.

Не забываем, что нас интересуют запасы нефти, а значит, коэффициент So (в условии дан к-т Sw).

STOIIP (R)= (9 000 000 m^3*0,78*0,15*(1-0,45)) / 1,22 = 474713,1148 m3 или 2 983 571,9262 BBlS

Аналогично рассчитайте для пластов E, N. Ответы даны ниже.

GRV		STOOIP		BBLS
Total	97637500	Average	6050323.8	38026285
N	64700000	N	2227377	13999065
E	23937500	E	2641758.2	16603450
R	9000000	R	474713.11	2983572
		Total N-E-R	5343848.4	33586087

Ex.2

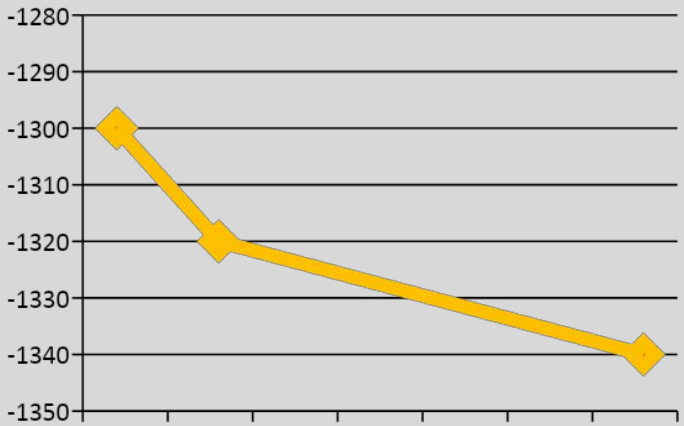
Calculate GRV for layer U3.2

Layer U3.2			
Depth (m)	Depth (ft)	Area (m2)	area (acre)
1300	4265.09	0.00003	4.40997
1320	4330.71	0.00011	16.1699
1340	4396.33	0.00045	66.1496

Example of calculation:

After area of each layer of the field is obtain we plotted graph depth vs area, refer to figure2.x for example of layer u.3.2.From the graph, volume of each layer can be obtain by calculating area under the graph. Total of volume for each layer represent GRV value. Example of calculation is shown below

Area under the graph U3.2:
Area of triangle = ½ x (4396.33-4330.71) x (66.1496-16.1699)=1639.833957ac.ft
Area of trapezium = [(66.1496-16.1699) + (66.1496-4.40997)] x (4330.71-4265.09)2=3665.511217 ac.ft
Volume = area of triangle + area of trapezium= 1639.833957 + 3665.511217= 5305.35 ac.ft



- У вас на мок экзамене была аналогичная задача, только несколько пластов. Для каждого нужно было рассчитать GRV.
- В примере на Ваш выбор: метрическая система или английская.

Ex.3

Given the following parameters for a well:

Top reservoir	7 800 ft
Oil-water contact	9 900 ft
Area of hydrocarbon accumulation	53 sq.m
Net/Gross	30%
Average porosity	18%
Average water saturation	25%
Formation volume factor	1.15

Estimate the hydrocarbons in place.

Ход решения (задача элементарная):

- Находим объем пород (GRV), зная глубины кровли резервуара и ВНК, площадь ;
- Net/Gross, Average porosity, Average water saturation переводим в доли единиц;
- Находим средний коэффициент нефтенасыщения: So=1-Sw;
- Расчет по формуле объемным методом (Помним, если в метрической системе, то без коэффициентом, если в английской системе, то с коэффициентами. См. формулы в доп слайдах либо в мануале). (Будьте внимательны, площадь дана в метрической системе, тогда, как глубины в английской системе. Необходимо привести параметры к единой системе. См. лекции либо доп.слайды.).

* The **gross rock volume (GRV)** is the total volume of rock between the mapped top surface that defines the top of the reservoir or potential reservoir and the hydrocarbon contact or expected hydrocarbon contact.

Ex.4

Drilling has revealed a shallow marine bar sandstone. The palaeo-coastline is trending from north west to south east. Appraisal drilling has determined the thickness of this unit in 5 wells. You have the data for the gross isochore thickness in those wells.

Well	metres North	metres East	Thickness
1	6500	3000	0
2	6000	2000	15
3	8500	1500	5
4	3000	3000	5
5	500	5000	0

Net:gross = 75%
Porosity = 20%
Average Water Saturation = 30%
Oil formation volume factor = 1.1
1 m^3 = 6.285bbls

Where would you drill the next appraisal well and what thickness of sand would you expect to find at that location?

[2]

Estimate the hydrocarbons in place.

Ex.5

Draw a map of these data

X (m East)	Y (m North)	z (m)
600	300	50
400	400	33
750	120	21
650	230	76
50	800	19
125	65	91
250	700	83
200	400	27
450	175	44
100	500	100
700	600	10

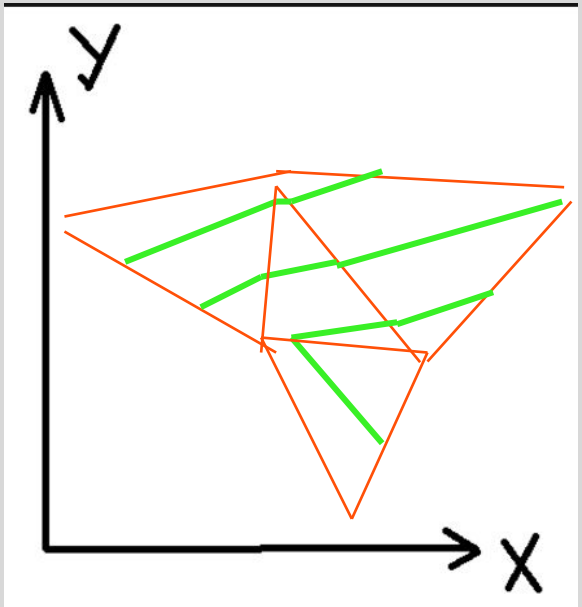
Using the following techniques:

(i) Mechanical contouring (triangulation)

(ii) Manual contouring

Z – это мощность;

- Откладываем точки,
- (1) Стоим по методу треугольников, и
- (2) Интерпретационным методом, помня 5 золотых правил



► ***Пять золотых правил картопостроения (Tearpock and Bischke, 1991) :***

- **Изолинии не могут пересекать себя или другие изолинии**
- **Изолинии не могут объединяться сами с собой или другими изолиниями**
- **Изолинии должны проходить между точками со значениями большим и меньшим значения самой изолинии**
- **Соседство между собой изолиний с одинаковыми значениями указывает на то, что угол наклона поверхности изменился на обратный**
- **Изолинии должны быть замкнутыми в пределах карты или заканчиваться на ее границе**

Ex.6

You are given a set of permeability data from an interval that is to be well tested. The plugs are taken every foot (0.3m) through a sandstone interval.

Data
(mD)
100
120
350
490
50
44
120
100
360
10

Calculate the arithmetic average, standard deviation and coefficient of variation (CV). What can you tell about the representivity of your core plugs from the CV and the number of samples. How will this influence your comparison of these data with well test permeabilities?

(10)

You are required to determine the vertical correlation length for a modelling study. Calculate the semivariogram for lag (h) spacing 1, 2,3,4 feet (0.3, 0.6, 0.9, 1.2 metres) to determine the correlation length. How might your interpretation of correlation length influence the permeability average you select for comparison with your well test?

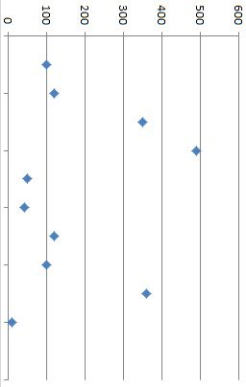
$$\gamma(h)=\left(\tfrac{1}{2n}\right)\Sigma\left[k(x)-k(x+h)\right]^2$$

where $\gamma(h)$ = gamma function for lag h
n = number of pairs
k(x) = permeability of location x (mD) (15)

Calculate the arithmetic average, standard deviation, coefficient of variation.
What can you tell about representivity of your core plugs from CV and number of samples?

(! sample sufficient, tolerance).

К вопросу ГДИС. через 30 см схематично на графике. Если Вы посмотрите на изменение этих величин на графике со шкалой глубин, то здесь не имеется сильных доказательств наличия отдельных пластов, поэтому возможным выбором является геометрическое осреднение (соответствующее случайному геологическому строению).



Calculate the semivariogramm

Ex.6

	Minimum	Most likely	Maximum	Units
GRV	105,000	256,000	1,300,405	Acre ft.
N/G	0.6	0.75	1.0	Decimal fraction
ϕ	0.22	0.25	0.28	Decimal fraction
S_o	0.65	0.70	0.75	Decimal fraction
B_o	1.24	1.20	1.13	RB/STB
DETERMINISTIC STOIP	56	217	1875	MMBBLS

Ex.7

B4

The following core plug permeability measurements have been made available for a well in a sandstone reservoir:

Depth (m)	*Permeability (mD)*
3210.00	56.00
3210.30	302.00
3210.60	294.00
3210.90	167.00
3211.20	61.00
3211.50	301.00
3211.80	286.00
3212.10	252.00
3212.40	167.00
3212.70	66.00
3213.00	315.00
3213.30	252.00
3213.60	167.00
3213.90	132.00
3214.20	72.00

a) Calculate the arithmetic, geometric and harmonic averages, the median and the mode for this data.

(10 Marks)

Arithmeti	Geometri	Harmonic	Median	Mode
192.67	163.02	132.1897	167	167

(2 marks each)

b) The variance for the data is 9782, and the Cv is 0.51. Is the data homogeneous, heterogeneous or very heterogeneous?

(2 Marks)

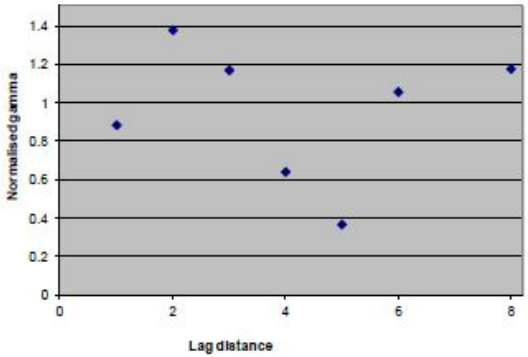
Heterogeneous

c) The following table contains a partial variogram calculation. Given the formula for the variogram function given below, calculate the normalised gamma for the lags 4 and 5 and complete the graph.

(6 Marks)

	Lag Distance							
Perm (mD)	1	2	3	4	5	6	7	8
56.00								
302.00	60516							
294.00	64	56644						
167.00	16129	18225	12321					
61.00	11236	54289	58081	25				
301.00	57600	17956	49	1	60025			
286.00	225	50625	14161	64	256	52900		
252.00	1156	2401	36481	7225	1764	2500	38416	
167.00	7225	14161	17956	11236	0	16129	18225	12321
66.00	10201	34596	48400	55225	25	10201	51984	55696
315.00	62001	21904	3969	841	196	64516	21904	441
252.00	3969	34596	7225	0	1156	2401	36481	7225
167.00	7225	21904	10201	0	7225	14161	17956	11236
132.00	1225	14400	33489	4356	1225	14400	23716	28561
72.00	3600	9025	32400	59049	36	9025	32400	45796
Count	14	13	12	11	10	9	8	7
SUM	242372	350726	274733	138022	71908	186233	241082	161276
Gamma	8656.143	13489.46	11447.21	6273.727	3595.4	10346.28	15067.63	11519.71
NormGamma	0.884884	1.378975	1.170203	0.641339	0.367544	1.05766	1.540304	1.177615
VAR	9782.24							

(calculation of gamma 2 marks, calculation of normalised gamma 2 marks, graph 2 marks)



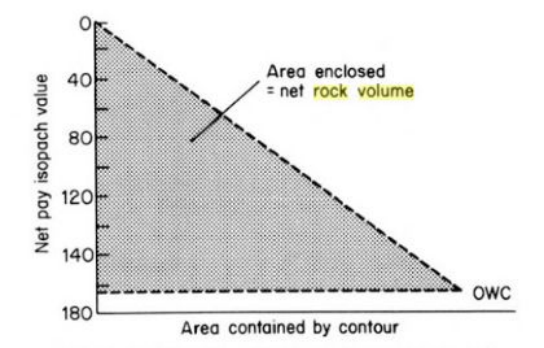
Дополнительные слайды

notice

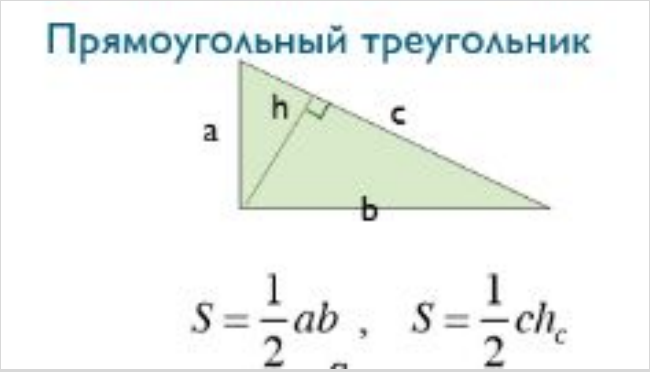
1m3 = 6.29 barrels

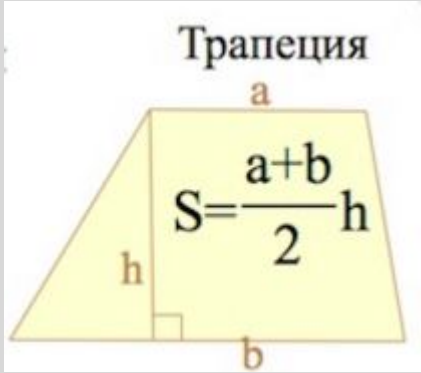
NRV = GRV*N/G
HCPV= NRV*porosity*So

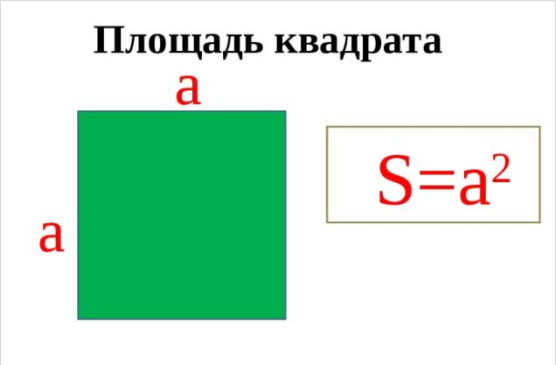
Возможно, на экзамене будет дана не структурная карта, а карта NRV или HCPV.



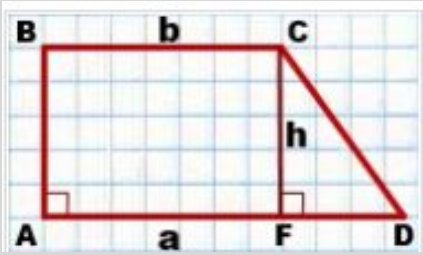
Так, например, если вам дана карта NRV, для расчета (аналогично, как и для структурной карты, рассчитываете объем NRV через график, затем STOIIP.).







площадь трапеции прямоугольной



$$S_{ABCD}=\frac{AD+BC}{2}\cdot CF$$

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

- Фут равен 0,3048 м или 12 дюймам и используется в английской системе мер
- 1 Фут (ft) = 0.3048 Метра (м)
- 1 foot (фут) = 12 дюймов = 30,48 см = 0,3048 м

Volumetric

$$STOIP = 7758 \times \frac{GRV \times N/G \times \phi \times S_o}{B_o} \qquad (2)$$

where:

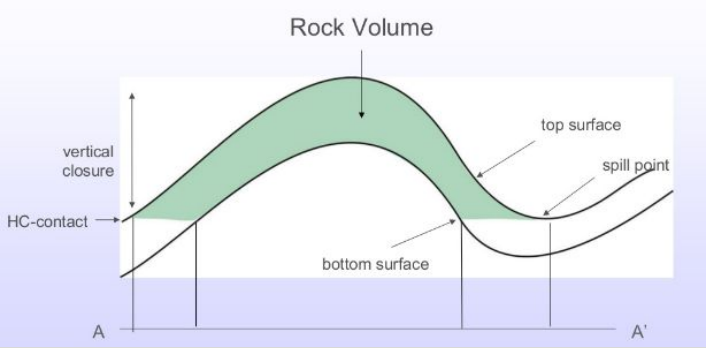
- STOIP : stock tank oil-in-place (STB)
- GRV : gross rock volume (acre-ft),
- N/G : net/gross ratio (fraction),
- ϕ : porosity (fraction),
- S_o : oil saturation (fraction) (1- Sw),
- B_o : oil formation factor (RB/STB) (Expansion factor = 1/Bo which is a "shrinkage factor" as Bo >1)

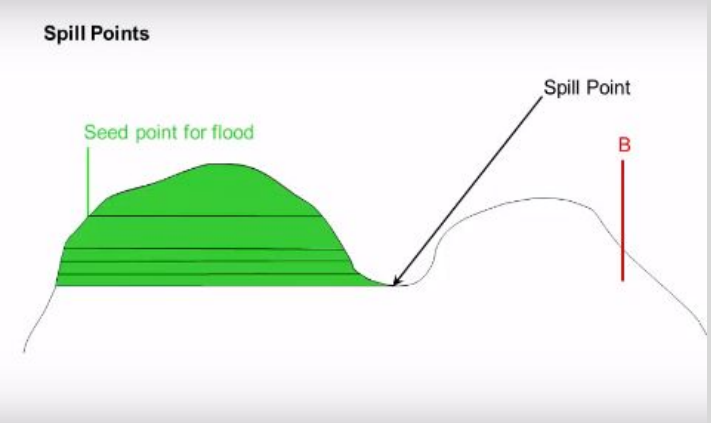
and Gas-in-place (GIP):

$$GIP = \frac{43560 \times GRV \times N/G \times \phi \times S_g}{B_g} \qquad (3)$$

where:

- GIP : gas-in-place (ft^3)
- GRV : gross rock volume (acre-ft),
- N/G : net/gross ratio (fraction),
- ϕ : porosity (fraction),
- S_g : gas saturation (fraction),
- B_g : gas formation factor (RCF/SCF) (Expansion factor = 1/Bg as Bg <1)

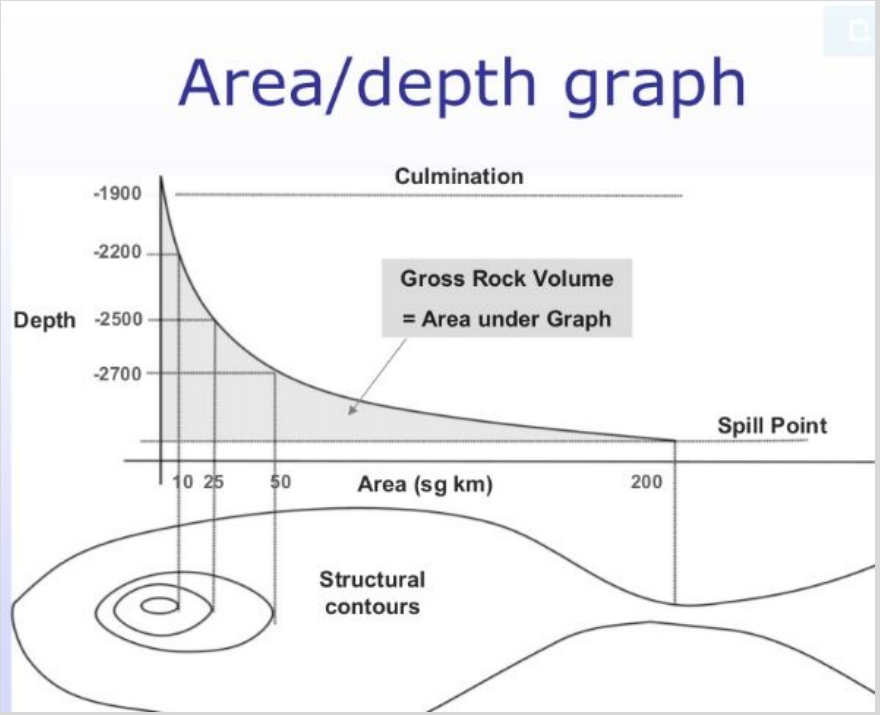




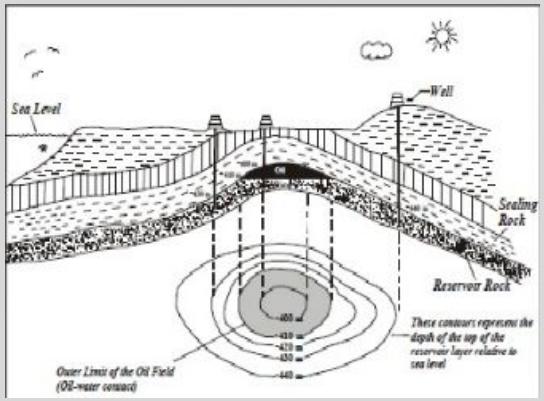
$$STOIP = \frac{GRV \times NTG \times \Phi \times S_o}{B_o} \qquad GIP = \frac{GRV \times NTG \times \Phi \times S_g}{B_g}$$

STOIP, GIP	: m^3
GRV	: m^3
NTG	: fraction
Φ	: fraction
So, Sg	: fraction
Bo, Bg	: dimensionless

GRV-calculation



Возможный вопрос на экзамене (показать на карте или графике Spill Point)

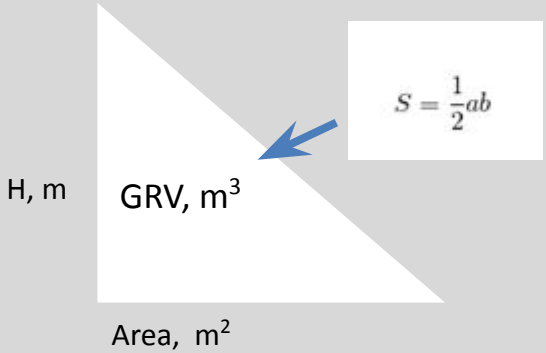


Если дана структурная карта:

- Для каждого контура рассчитываем площадь (дана карта в заданном масштабе. Делим на равные квадраты, считаем количество квадратов, умножаем на их площадь).

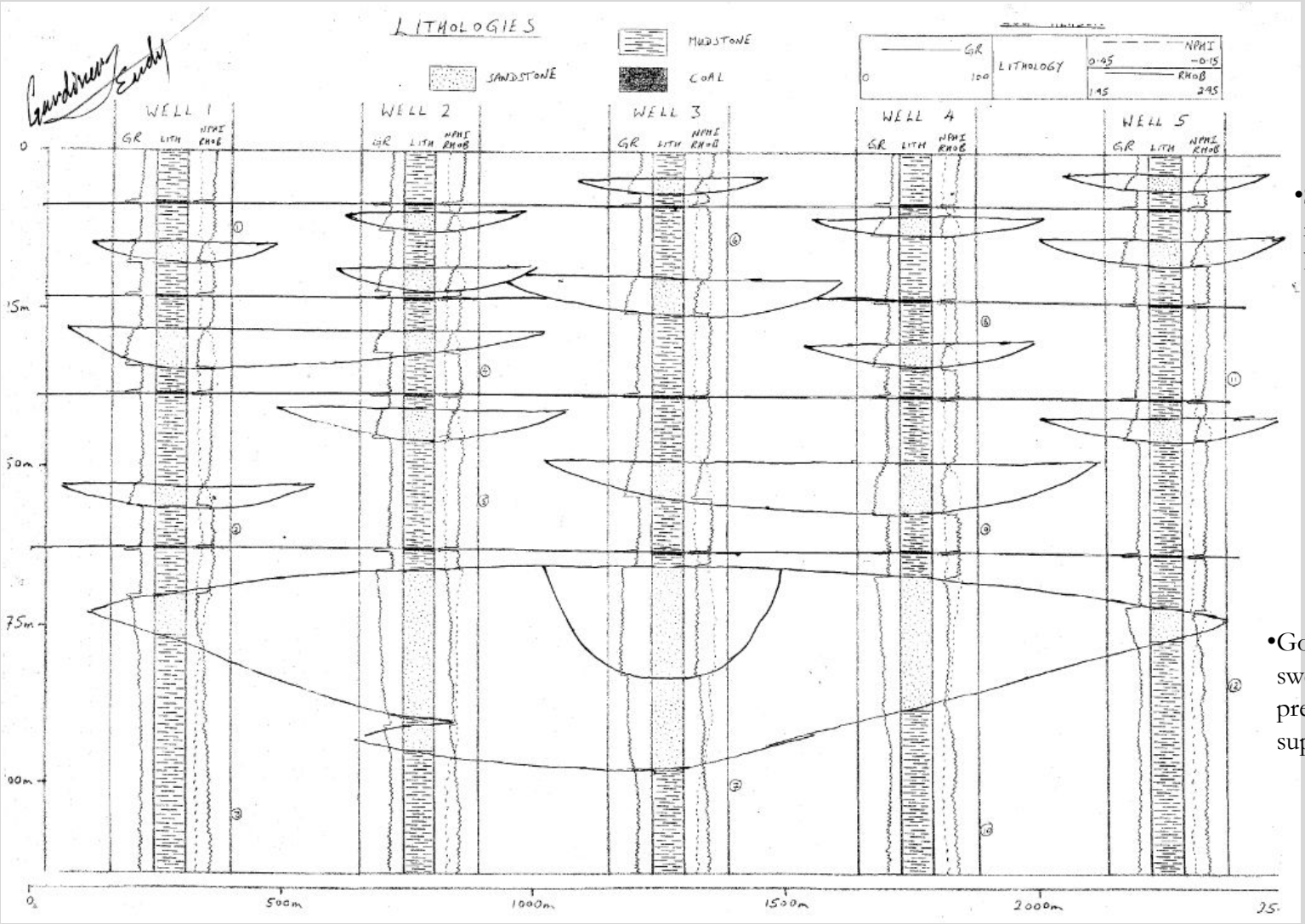
Если не дана структурная карта или известны только глубина ВНК и кровля резервуара:

- Наивысшая точка
- ВНК снимаем с карты
- Рассчитываем высоту залежи (разница значений ВНК и наивысшей точки залежи.



$$S = \frac{1}{2}ab$$

По формуле треугольника (1/2 основания на высоту). Это приближенный метод (переоценка GRV. Поэтому. По возможности. Стараемся рассчитывать площади изогипс и строить треугольный график).



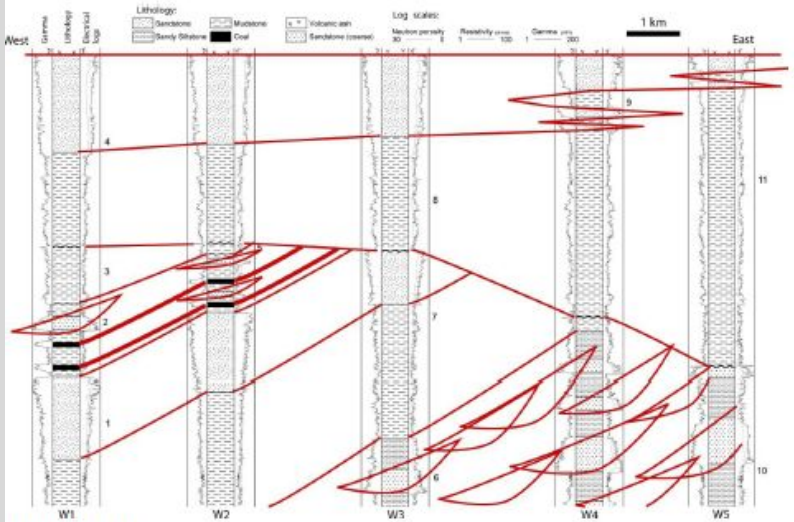
- Sand bodies are isolated, low NTG.
- Good lateral sweep and pressure support

Correlate and characterize your reservoir

- So, think: Biostratigraphic samples (marine or continental)? Regression/transgression (coal, developing sand channels) ? Incised valley sand, unconformities ? Reservoir architecture? Reservoir quality ? Reasons for your correlation?

Fossil samples from the locations marked 1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, and 11 were found to contain marine fossils. The sample 2 contained palynomorphs consistent with a temperate non-marine environment, while the samples 6 and 10 contained pollen characteristic of an arid non-marine environment. Dipmeter logs combined with initial analysis of the biostratigraphy of the succession has identified a major angular unconformity (change in dip) in the middle of the succession (marked by a bold wiggly line in the logs), and two further unconformities not associated with changes in dip (marked by wiggly lines in the logs) in the succession underlying the angular unconformity. Assume that there is **no** faulting disrupting the sedimentary packages.

a) On the attachment, correlate the various lithologies present. Is this correlation a *cross-section* or a *correlation panel*, and why?



(11 Marks)

Cross-section because wells are spaced unevenly (presumably relative to their real spacing) (2 marks)
Neatness (1), connect top and base of units (1), show channels as boat shapes (1), correlate unconformities (3), dipping strata (1), interfingering (1), cut-off by erosional unconformity (1).

b) Explain your choice of correlation, specifically mentioning your interpretation of the depositional environments.

(6 Marks)

(1) Marine environments tend to correlate between wells (below and above angular unconformity) (2 marks)
(2) Non-marine environment with coal = fluvial (1 mark), tends to have channels, no correlation (1 mark)
(3) Arid environment with sands at odd heights = fluvial (1 mark), channels, may be connected (some at the same relative height to the unconformity) (1 mark).

c) Explain the geological history of the area, starting with the oldest depositional event. Specifically explain the changes in depositional environment and then post-depositional deformation that has affected the succession.

(6 Marks)

Arid fluvial environment, may have connected channel deposits.
After unconformity (missing time) marine environment (indicates major subsidence/sea-level rise = transgression).
Marine environment shallows, then becomes non-marine (progradation/delta?)
Another unconformity overlain by marine environment (major subsidence/sea-level rise = transgression).
Burial, tilting/folding, uplift then erosion.
Flooding (subsidence or sea-level rise) results in marine environment.
Progradation of shallow marine sandstones
Volcanic eruption event.
(Start right = 1, order = 2, unconformities = 1, tilting/erosion in correct place/order = 1, end right = 1)

d) Identify a potential trap on your correlation. Is this a stratigraphic or a structural trap?

(2 Marks)

The sandstone underlying the unconformity are all tilted and truncated by the unconformity overlain by sealing lithologies. These form ideal stratigraphic traps.