

RNM

Лекция 4: Свойства пластовых пород

Махатова Меруерт Надировна
MS, BS in Petroleum Engineering

Алматы, 2016

1. Свойства пластовых пород изучаются в ходе лабораторного анализа кернов. При извлечении керна из пластовых условий изменяются свойства породы такие как общий объем породы (bulk volume), поровый объем, насыщенность флюидами (saturation), смачиваемость (formation wettability)
2. Анализ кернов дает следующие данные:
 - Пористости
 - Проницаемости
 - Насыщенности
 - Капиллярное давление
 - Относительная проницаемость
 - Смачиваемость
 - Поверхностное натяжение

Пористость

3. Общая пористость, или, как ее иногда называют, *полная, абсолютная пористость*, характеризует объем всех пустот породы, включая поры, каверны, трещины, связанные и не связанные между собой.

$$\phi_a = \frac{\text{total pore volume}}{\text{bulk volume}}$$

or

$$\phi_a = \frac{\text{bulk volume} - \text{grain volume}}{\text{bulk volume}}$$

where ϕ_a = absolute porosity.

Пористость

4. *Эффективная пористость* представляет собой часть пористости, соответствующей объему пор матрицы, из которого вытеснена нефть.

$$\phi = \frac{\text{interconnected pore volume}}{\text{bulk volume}}$$

where ϕ = effective porosity.

Пористость

5. Главное применение понятия эффективной пористости является использование данного параметра для подсчета начальных геологических запасов

$$\text{Bulk volume} = 43,560 Ah, \text{ ft}^3$$

or

$$\text{Bulk volume} = 7,758 Ah, \text{ bbl}$$

где A – площадь месторождения, акр
 h – средняя мощность

Пористость

6. Поровой объем можно рассчитать при добавлении к предыдущей формуле значение пористости

$$PV = 43,560 Ah\phi, \text{ ft}^3$$

$$PV = 7,758 Ah\phi, \text{ bbl}$$

$$STOIIP = N = V\phi (1-S_{wc}) / B_{oi}$$

PV

$$B_{oi} = V_{res} / V_{sc}$$

$$S_o + S_{wc} = 1$$

где A – площадь месторождения, акр
 h – средняя мощность

Пористость

7. Пример №1. Пластовая нефть находится под давлением насыщения нефти = 3,000 psia и $T=160^{\circ}\text{F}$. API плотность нефти = 42° , газовый фактор = 600 scf/STB. Удельный вес растворенного газа - 0,65.
- Площадь=640 акров
 - Средняя мощность=10 ft
 - Остаточная водонасыщенность=0,25
 - Эффективная пористость=15%
 - Найти начальные геологические запасы в STB

Пористость

8. Решение:

Шаг 1. Определите удельный вес нефти через значение плотности API

Шаг 2. Рассчитайте объемный коэффициент нефти по уравнению Standing.

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2}$$

where T = temperature, °R

γ_o = specific gravity of the stock-tank oil

γ_g = specific gravity of the solution gas


$$sg_o = \rho_o / \rho_w$$

Шаг 3. Вычислите поровый объем

Шаг 4. Рассчитайте геологические запасы нефти, добавив значение нефтенасыщенности

Пористость

9. Пористость пластовых пород неоднородна, но больше наблюдается тенденция изменения пористости по вертикали при незначительном изменении значений пористости по горизонтали. (Как вы думаете почему?)

Для измерения средней пористости используют следующие выражения

Среднее арифметическое $\phi = \Sigma \phi_i / n$

Средневзвешенное по толщине $\phi = \Sigma \phi_i h_i / \Sigma h_i$

Пористость

10. Пример №2. Вычислите среднее арифметическое и средневзвешенное по толщине, если

Sample	Thickness, ft	Porosity, %
1	1.0	10
2	1.5	12
3	1.0	11
4	2.0	13
5	2.1	14
6	1.1	10

Насыщенность горных пород

11. Насыщенность — это доля объема пор занимаемая данным флюидом (нефтью, водой, газом). Насыщенность важная характеристика продуктивного пласта определяющая фазовую проницаемость того или иного флюида.

$$S_o = \frac{\text{volume of oil}}{\text{pore volume}}$$

$$S_g = \frac{\text{volume of gas}}{\text{pore volume}}$$

$$S_w = \frac{\text{volume of water}}{\text{pore volume}}$$



$$S_g + S_o + S_w = 1.0$$

where S_o = oil saturation
 S_g = gas saturation
 S_w = water saturation

Насыщенность горных пород

12. Среднее значение насыщенности флюидами определяется по следующим формулам

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}$$

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}$$

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}$$

Насыщенность горных пород

13. Пример №3. Рассчитайте среднее значения насыщенности нефтью и остаточной водой

Sample	h_i , ft	ϕ , %	S_{or} %	S_{wci} %
1	1.0	10	75	25
2	1.5	12	77	23
3	1.0	11	79	21
4	2.0	13	74	26
5	2.1	14	78	22
6	1.1	10	75	25

Насыщенность горных пород

14. Решение. Рассчитайте среднее значения насыщенности нефтью и остаточной водой

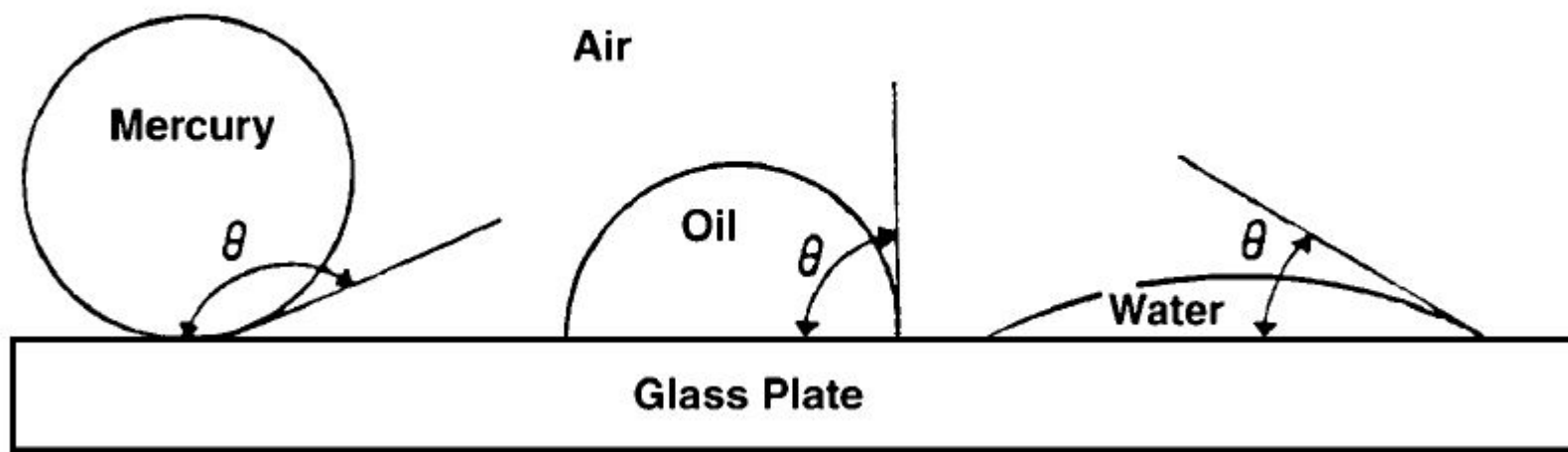
Sample	h_i , ft	ϕ	ϕh	S_o	$S_o \phi h$	S_{wc}	$S_{wc} \phi h$
1	1.0	.10	.100	.75	.0750	.25	.0250
2	1.5	.12	.180	.77	.1386	.23	.0414
3	1.0	.11	.110	.79	.0869	.21	.0231
4	2.0	.13	.260	.74	.1924	.26	.0676
5	2.1	.14	.294	.78	.2293	.22	.0647
6	1.1	.10	.110	.75	.0825	.25	.0275
			1.054			0.8047	0.2493

$$S_o = \frac{.8047}{1.054} = 0.7635$$

$$S_w = \frac{0.2493}{1.054} = 0.2365$$

Смачиваемость

15. Понимание смачиваемости пласта играет важную роль в оптимизации извлечения нефти. Характер смачиваемости (смачиваемость нефтью или водой) влияет на многие аспекты поведения пласта, особенно при заводнении и применении методов повышения нефтеотдачи. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнению разработки.



Капиллярное давление

16. Давления в контактирующих фазах, разделенных плоской поверхностью, одинаковы (механическое равновесие). Для поверхностей, разделенных искривленной поверхностью, это уже не так.
17. Капиллярное давление — разность давлений в двух граничащих фазах (например, в жидкости и газе, находящихся в капилляре), обусловленная искривлением поверхности раздела фаз.
18. Капиллярное давление = (давление несмачивающей фазы) – (давление смачивающей фазы)

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Капиллярное давление

19. Различаются три типа капиллярных давлений:

Капиллярное давление водонефтяного контакта (P_{cwo})

Капиллярное давление газонефтяного контакта (P_{cgo})

Капиллярное давление газоводяного контакта (P_{cgw})

$$P_{cwo} = P_o - P_w$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o$$

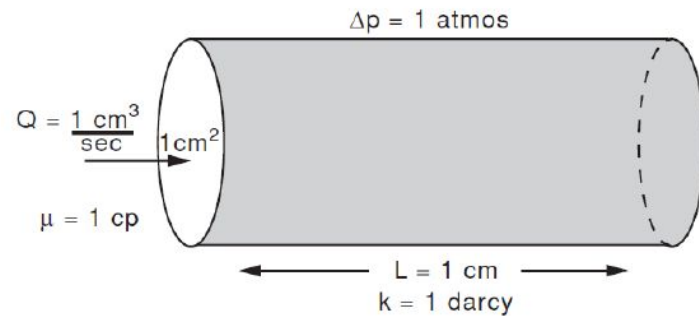
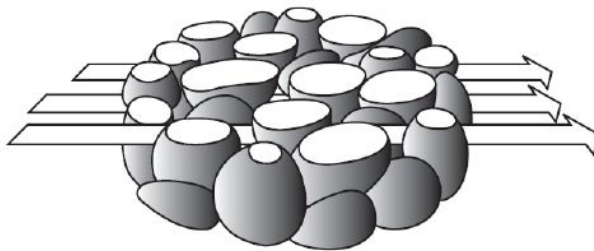
$$P_{cgw} = P_g - P_w$$

Проницаемость

20. Проницаемость - способность горных пород фильтровать сквозь себя флюиды при наличии перепада давления.

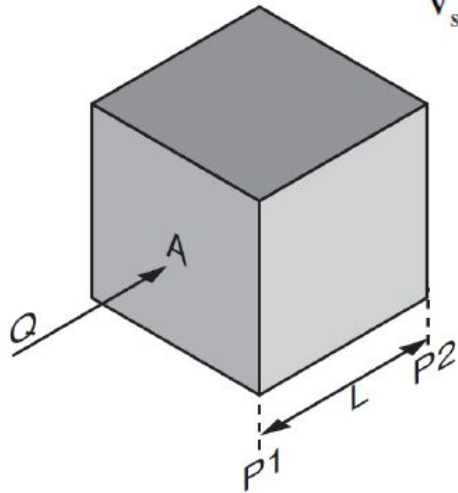
Уравнение Дарси

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL}$$



Проницаемость

Уравнение Дарси для горизонтального, линейного течения и несжимаемой жидкости



$$V_s = - \frac{K}{\mu} \left(\frac{dP}{ds} - \frac{\rho g}{1.0113 \times 10^6} \frac{dz}{ds} \right), \quad \frac{\rho g}{1.0113 \times 10^6} \frac{dz}{ds} = \text{zero}$$

$$V_s = V_x = \frac{Q}{A}$$

$$Q = - \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

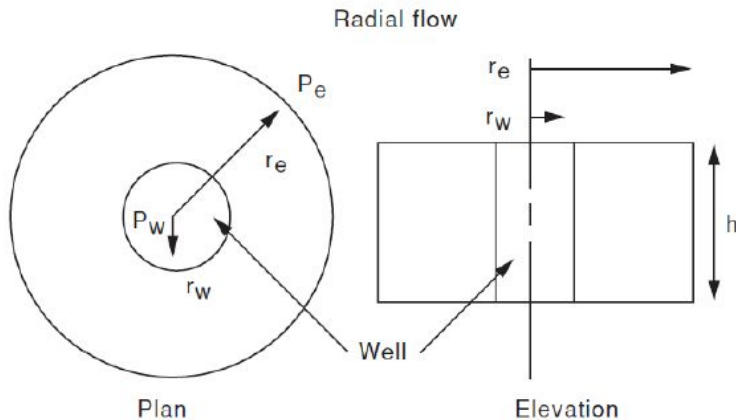
$$Q \int_0^L dx = - \frac{kA}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP$$

$$\longrightarrow Q(L - 0) = - \frac{kA}{\mu} (P_2 - P_1)$$

$$Q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Проницаемость

Уравнение Дарси для горизонтального, радиального течения и несжимаемой жидкости



$$ds = -dr$$

$$A = 2\pi rh$$

$$\frac{Q}{2\pi rh} = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

$$\frac{Q}{2\pi h} (\ln r_e - \ln r_w) = \frac{k}{\mu} (P_e - P_w)$$

$$\frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_e} dP$$

$$Q = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

Проницаемость

21. Пример №4. Длина образца породы – 4 см, площадь сечения 3 см². Жидкость течет с постоянным объемным расходом 0,5 см³/сек, вязкость жидкости 1 сР, перепад давления – 2 атм. Найдите абсолютную проницаемость

22. Решение

$$0.5 = \frac{(k) (3) (2)}{(1) (4)}$$

$$k = 0.333 \text{ Darcys}$$

Средняя абсолютная проницаемость

23. Средневзвешенное значение проницаемости. Данный способ используется для измерения средней проницаемости параллельных слоев с разными значениями проницаемости

Layer 1

$$q_1 = \frac{k_1 w h_1 \Delta p}{\mu L}$$

Layer 2

$$q_2 = \frac{k_2 w h_2 \Delta p}{\mu L}$$

Layer 3

$$q_3 = \frac{k_3 w h_3 \Delta p}{\mu L}$$

$$q_t = \frac{k_{avg} w h_t \Delta p}{\mu L}$$

where q_t = total flow rate

k_{avg} = average permeability for the entire model

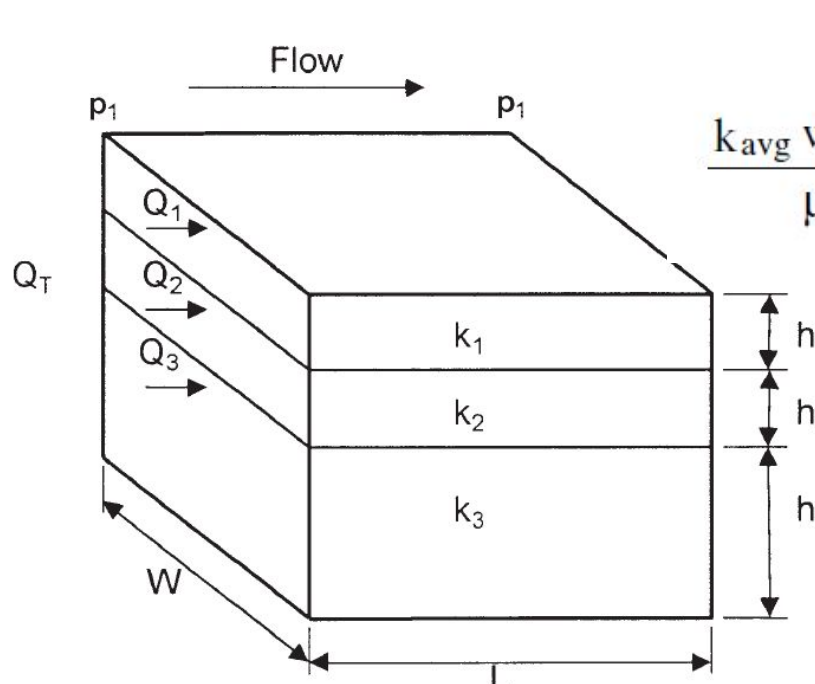
w = width of the formation

$\Delta p = p_1 - p_2$

h_t = total thickness

Средняя абсолютная проницаемость

24. Средневзвешенное значение проницаемости. Данный способ используется для измерения средней проницаемости параллельных слоев с разными значениями проницаемости



$$Q_t = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

$$\frac{k_{avg} w h_t \Delta p}{\mu L} = \frac{k_1 w h_1 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_2 w h_2 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_3 w h_3 \Delta p}{\mu L}$$

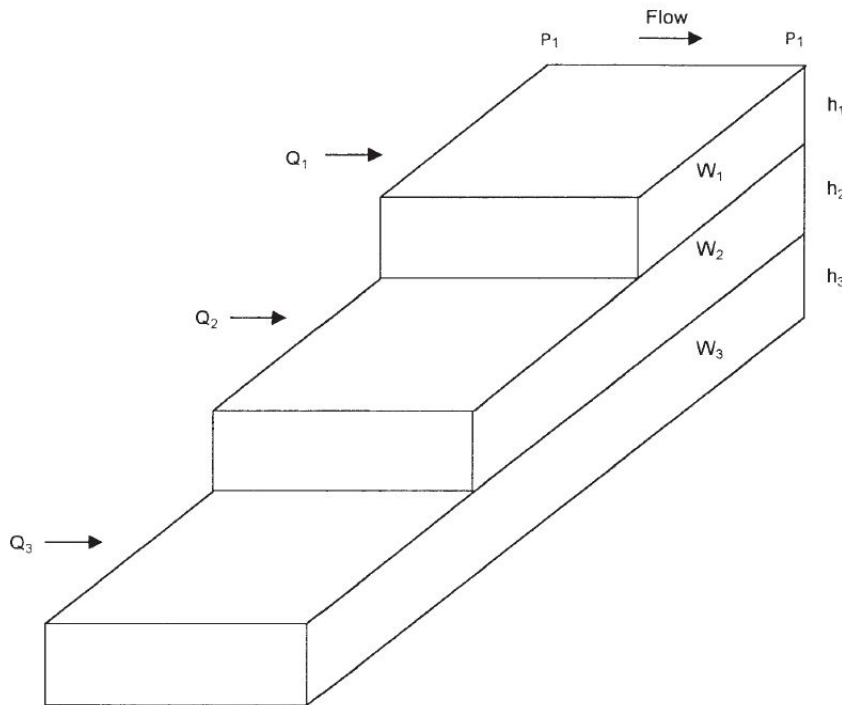
$$k_{avg} h_t = k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3$$

$$k_{avg} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3}{h_t}$$

$$k_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j}$$

Средняя абсолютная проницаемость

25. В случае если ширина пластов различна, используется следующее усреднение



$$k_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j A_j}{\sum_{j=1}^n A_j}$$

with

$$A_j = h_j w_j$$

where A_j = cross-sectional area of layer j
 w_j = width of layer j

Средняя абсолютная проницаемость

26. Пример №5. Рассчитайте среднее значение проницаемости

Depth, ft	Permeability, md
3998-02	200
4002-04	130
4004-06	170
4006-08	180
4008-10	140

Средняя абсолютная проницаемость

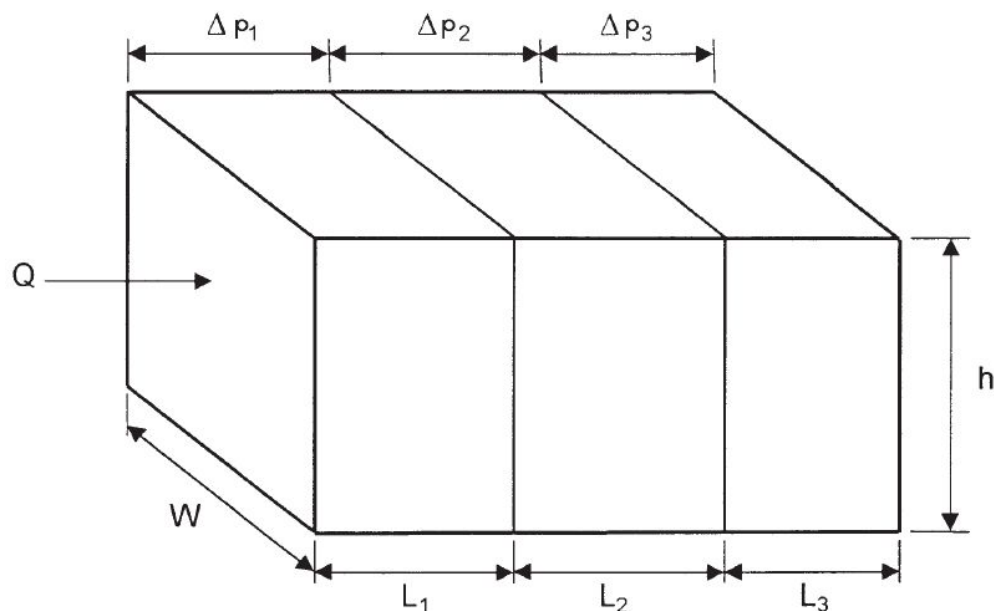
27. Решение

$h_i, \text{ ft}$	k_i	$h_i k_i$
4	200	800
2	130	260
2	170	340
2	180	360
2	140	280
$h_t = 12$		$\sum h_i k_i = 2040$

$$k_{\text{avg}} = \frac{2,040}{12} = 170 \text{ md}$$

Средняя абсолютная проницаемость

28. Гармоническое среднее значение проницаемости. Проницаемость может также различаться по горизонтали, представляя собой комбинацию слоев.



$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3$$

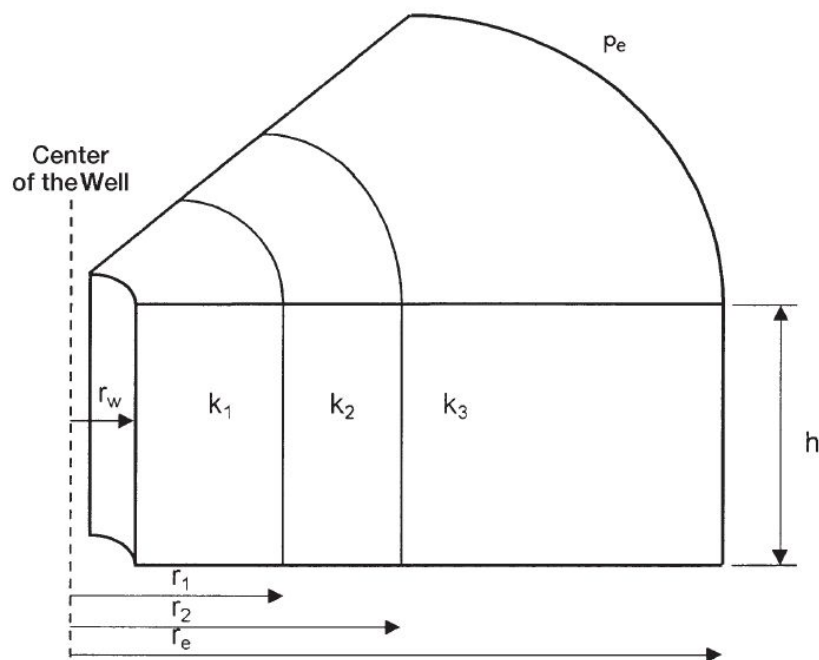
$$\frac{q\mu L}{A k_{avg}} = \frac{q\mu L_1}{A k_1} + \frac{q\mu L_2}{A k_2} + \frac{q\mu L_3}{A k_3}$$

$$k_{avg} = \frac{L}{(L/k)_1 + (L/k)_2 + (L/k)_3}$$

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n (L/k)_i}$$

Средняя абсолютная проницаемость

29. Гармоническое среднее значение проницаемости в радиальной системе



$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3$$

$$k_{avg} = \frac{\text{Ln}(r_e/r_w)}{\sum_{j=1}^n \left[\frac{\text{Ln}(r_j/r_{j-1})}{k_j} \right]}$$

Средняя абсолютная проницаемость

30. Пример №6. Залежь состоит из пяти дискретных сегментов. Каждый сегмент характеризуется своим значением толщины.

Найдите среднее значение проницаемости для:

А) линейного течения

Б) радиального течения

Length, ft	Permeability, md
150	80
200	50
300	30
500	20
200	10

Средняя абсолютная проницаемость

31. Решение (для линейного течения)

L_i , ft	k_i	L_i/k_i
150	80	1.8750
200	50	4.0000
300	30	10.000
500	20	25.000
200	10	20.000
1350		$\Sigma L_i/k_i = 60.875$

$$k_{avg} = \frac{1350}{60.875} = 22.18 \text{ md}$$

Средняя абсолютная проницаемость

32. Решение (для радиального течения)

Segment	r_i , ft	$\ln(r_i/r_{iB1})$	k_i	$[\ln(r_i/r_{iB1})]/k_i$
well bore	0.25	—	—	—
1	150	6.397	80	0.080
2	350	0.847	50	0.017
3	650	0.619	30	10.021
4	1150	0.571	20	0.029
5	1350	0.160	10	0.016
				0.163

$$k_{avg} = \frac{\ln(1350/0.25)}{0.163} = 52.72 \text{ md}$$

Сжимаемость

32. Сжимаемость горных пород - способность горных пород изменять свой объем под воздействием всестороннего давления. Сжимаемость горных пород, в частности, возникает вследствие двух факторов - сжимаемости зерен минералов и сжимаемости горных пород в целом под действием горного давления.

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p}$$

33. Пример №7. Рассчитайте уменьшение порового объема при перепаде давления 10 psi. Начальный поровый объем – 1MM bbl, сжимаемость – $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Сжимаемость

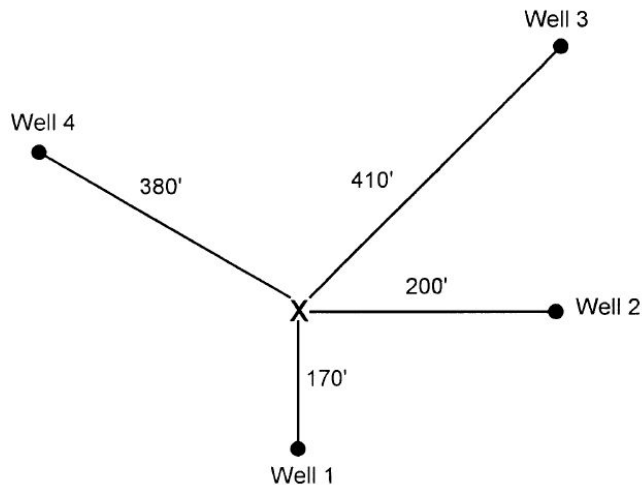
34. Решение

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p}$$

$$\Delta V_p = (10 \times 10^{-6}) (1 \times 10^6) (10) = 100 \text{ bbl}$$

Неоднородность по площади

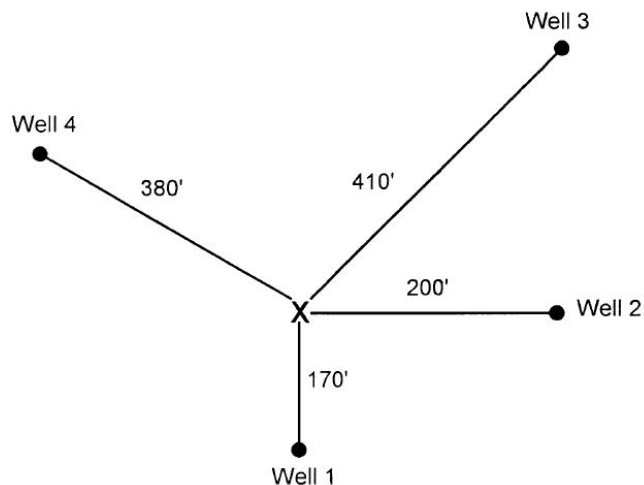
35. Метод обратных расстояний. Данная техника основана на значении весового коэффициента по формуле



$$\lambda_i = \left(\frac{1}{d_i} \right) / \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i} \right)$$

Неоднородность по площади

36. Пример №8. Нижеприведенный рисунок показывает схематическое расположение четырех скважин и расстояние между ними и точкой X. Среднее значение проницаемости в каждой скважине приведено ниже. Определите проницаемость в точке X



Well #	Permeability, md
1	73
2	110
3	200
4	140

Неоднородность по площади

37. Решение.

Шаг 1

Distance d_i ft	$1/d_i$	$\lambda_i = \left(\frac{1}{d_i} \right) / 0.0159$	k, md
170	0.0059	0.3711	73
200	0.0050	0.3145	110
410	0.0024	0.1509	200
380	0.0026	0.1635	140
Sum = 0.0159			

Шаг 2

$$k = (0.3711)(73) + (0.3145)(110) + (0.1509)(200) + (0.1635)(140) = 114.8 \text{ md}$$

Неоднородность по площади

38. Метод треугольника

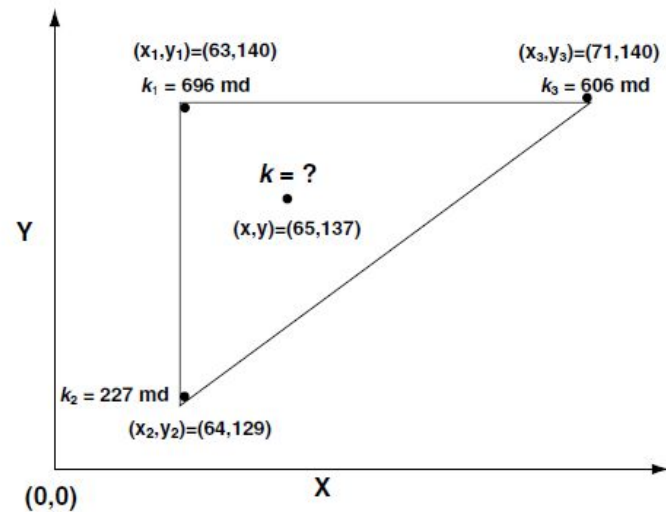
$$Z = a x + b y + c$$

$$k_1 = a x_1 + b y_1 + c$$

$$k_2 = a x_2 + b y_2 + c$$

$$k_3 = a x_3 + b y_3 + c$$

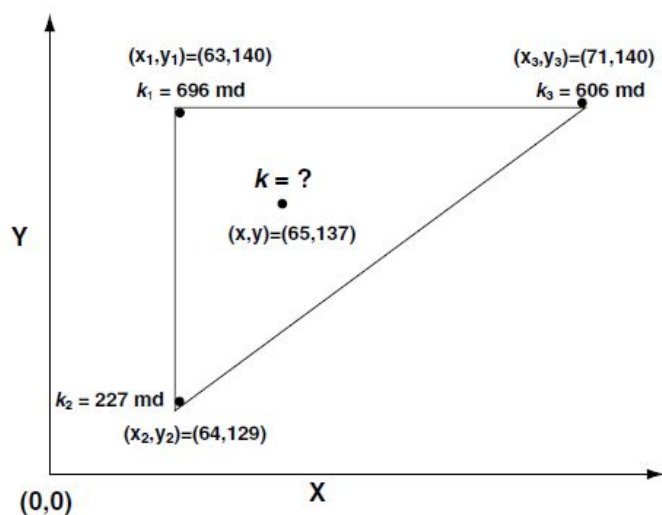
39. Пример №9.



Неоднородность по площади

40. Решение

$$Z = a x + b y + c$$



$$63 a + 140 b + c = 696$$

$$64 a + 129 b + c = 227$$

$$71 a + 140 b + c = 606$$

$$a = -11.25 \quad b = 41.614 \quad c = -4421.159$$

$$k = -11.25 x + 41.614 y - 4421.159$$

$$k = -11.25 (65) + 41.614 (137) - 4421.159 = 548.7 \text{ md}$$

**Questions?
Comments.**