

ТИУ

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИН
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ /
КРАТКАЯ ТЕОРИЯ**

**Составил: Доцент кафедры РЭНГМ:
Саранча Алексей Васильевич**

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Для расчета притока нефти при плоскорадиальной фильтрации к скважине, используют **уравнение притока**, связывающие дебит скважины, депрессию, свойства пласта и флюида.

Уравнение притока флюида в скважину зависит от **режима течения**, который формируется на момент времени расчета дебита скважины. Выделяют три режима течения:

- Неустановившийся;
- Установившийся;
- Псевдоустановившийся.

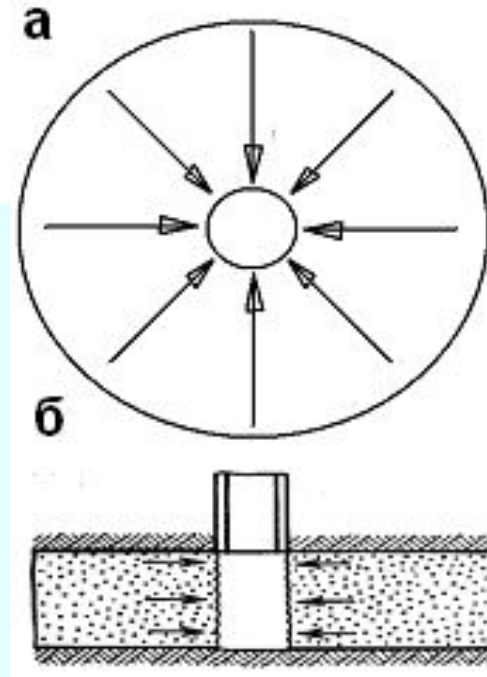
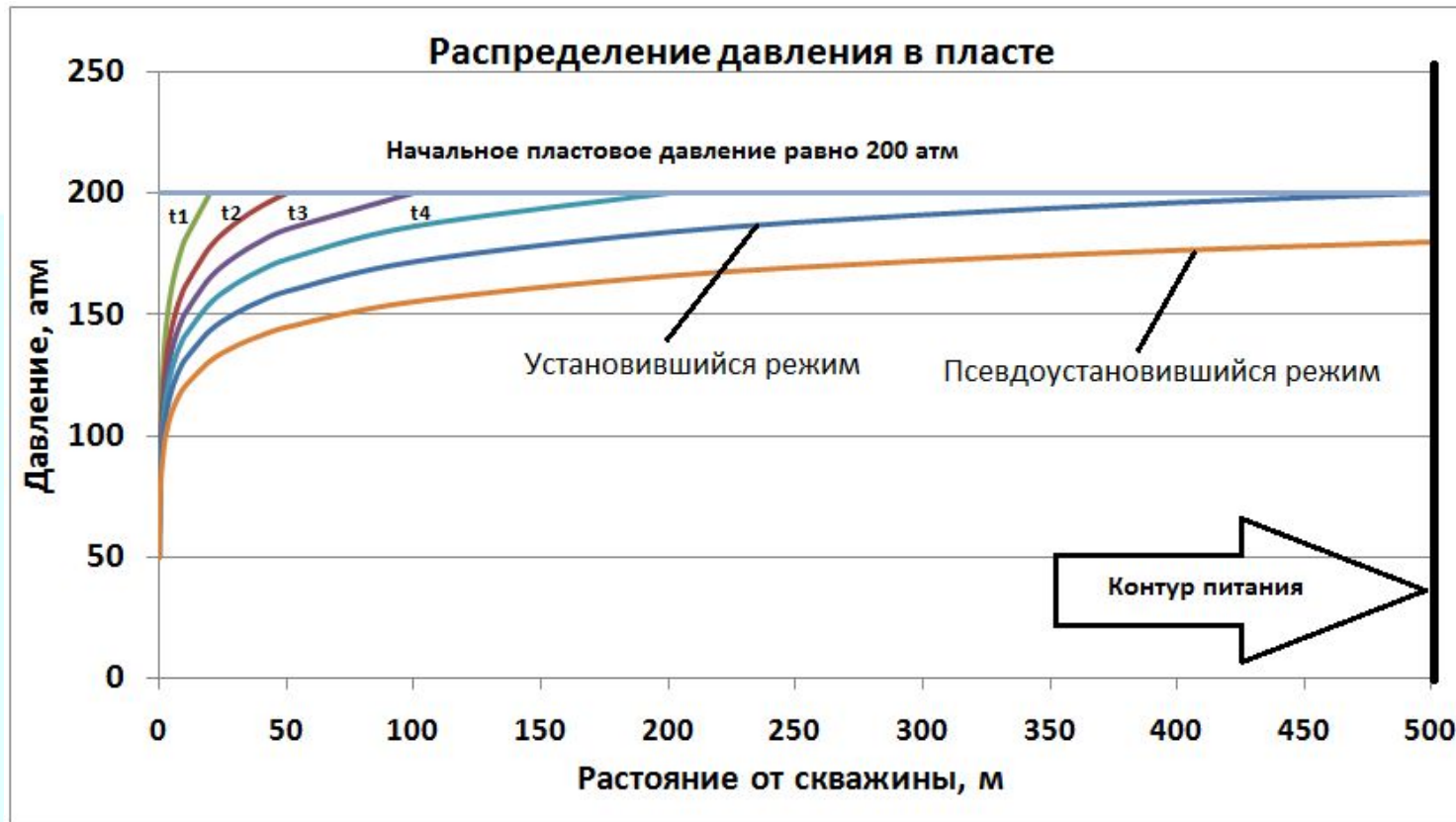


Схема плоскорадиальной фильтрации
а) вид сверху; б) разрез с боку

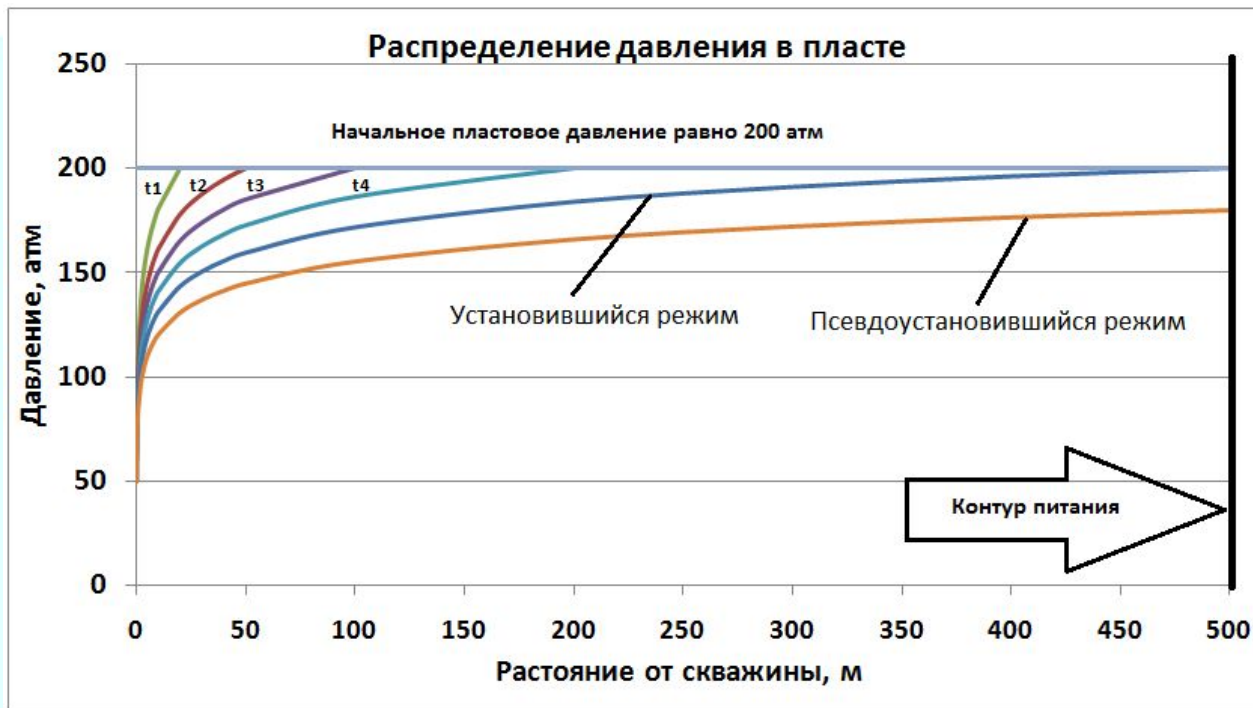
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Неустановившимся режимом течения можно назвать момент работы скважины, который существует лишь в относительно короткий период времени, когда например после ее пуска происходит углубление воронки депрессии в пласт (на рисунке ниже это соответствует моменту времени t_1 , t_2 , t_3 и t_4) до момента достижения ею (воронки депрессии) контура питания.



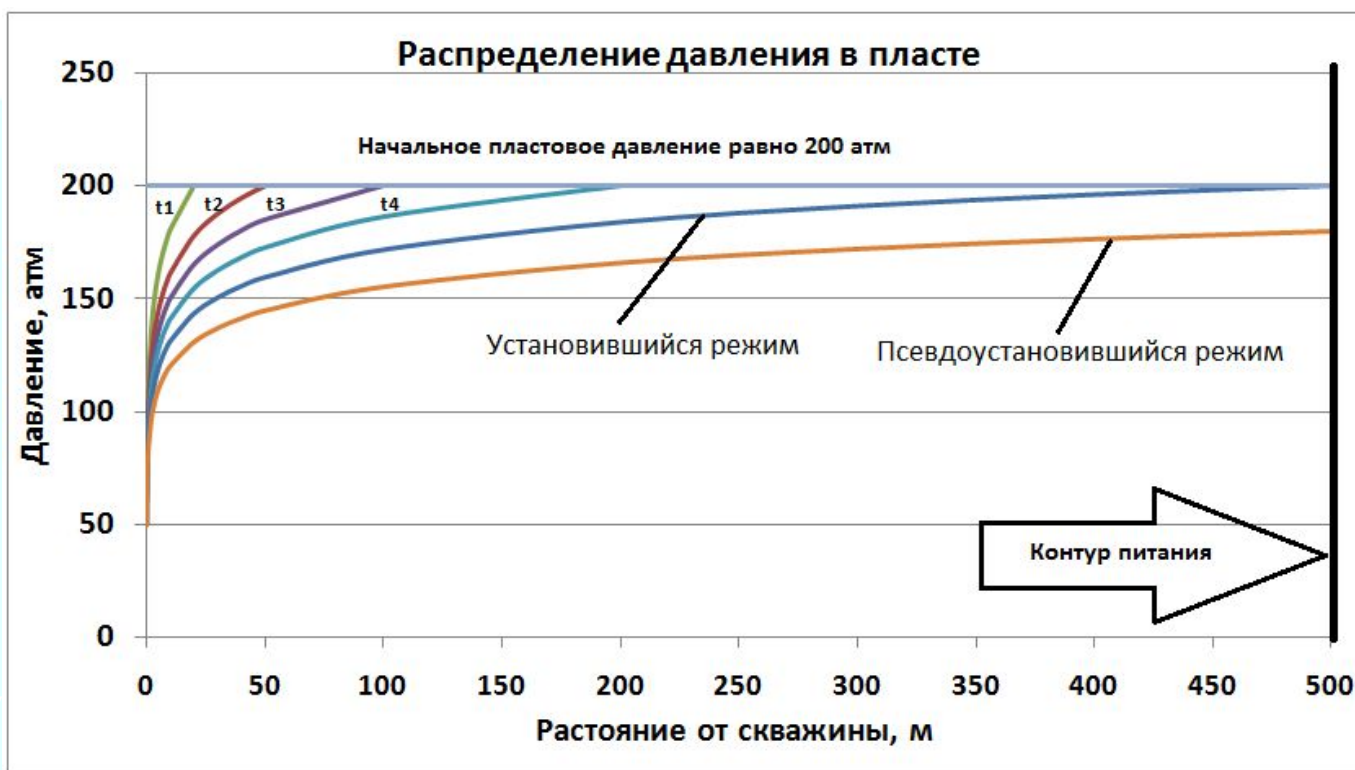
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Установившийся режим течения наступает после завершения периода неустановившейся фильтрации, когда воронка депрессии достигает границ контура питания (на рисунке синяя линия соответствует установившемуся режиму), и сохраняется при условии, что давление на этой границе должно быть постоянным и не снижаться во времени, что может достигаться за счет открытой границы, через которую происходит приток эквивалентный дебиту скважины. Это возможно когда пластовое давление поддерживается за счет естественного притока или закачки вода (системы ППД).



ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Псевдоустановившийся (квази- или полу-установившийся) режим течения наступает, когда скважина работает достаточно долго, дренируя площадь ограниченную непроницаемым барьером, в которую приток флюида не поступает, а значит давление на контуре будет снижаться во времени с постоянной скоростью при постоянном дебите.



ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Для расчета притока нефти при псевдоустановившемся режиме плоскорадиальной фильтрации к скважине, при условии что забойное давление выше давления насыщения, можно использовать уравнение Дюпюи в виде:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h_{\text{эф}} (P_{\text{пл}} - P_z)}{B_n \mu \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) - 0,75 + S \right]}, \quad (1.1)$$

где Q – дебит нефтяной скважины, м³/с;

$P_{\text{пл}}, P_z$ – пластовое и забойное давление, Па;

h – эффективная мощность пласта, м;

r_k – радиус контура питания (радиус дренирования), м;

r_c – радиус скважины, м;

k – проницаемость пласта, м²;

S – скин-фактор, безразмерный.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

На практике, часто приходится иметь дело с нефтепромысловыми единицами измерения, так например, проницаемость измеряется не в [м²], а в [мДа], давление не в [Па], а в [атм], дебит нефтяных скважин не в [м³/с], а в [м³/сут] или даже в [т/сут], вязкость не [Па·с], а в [сПз]. Это более удобные единицы измерения, но в этом случае в формуле 1.1 появляется перерасчетный коэффициент:

$$Q = \frac{k \cdot h_{эф} (P_{пл} - P_3)}{18,42 \cdot B_H \mu_H \left[\ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right) - 0,75 + S \right]}, \quad (1.2)$$

В уравнении 1.2 дебит нефтяной скважины измеряется в [м³/сут], для его перевода в [т/сут], необходимо умножить на плотность нефти в [т/м³].

Все составляющие уравнения 1.2 отвечают за производительность нефтяных скважин, соответственно изменение некоторых параметров, может привести к увеличению или снижению дебита. Рассмотрим более подробно коэффициент проницаемости и скин-фактор на следующих слайдах.

ГИДРОПРОВОДНОСТЬ И ПЬЕЗОПРОВОДНОСТЬ ПЛАСТА

Гидропроводность пласта равна отношению произведения проницаемости и эффективной мощности к вязкости.

$$\frac{k \cdot h_{эф}}{\mu}$$

- гидропроводность, измеряется в мД*м/сПз

$$Q = \frac{k \cdot h_{эф}}{\mu_n} \cdot \frac{(P_{пл} - P_3)}{18,42 \cdot B_n \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) - 0,75 + S \right]}$$

Для оценки скорости перераспределения давления, распространяющегося от возмущающей скважины в упругой пористой среде пласта, пользуются **коэффициентом пьезопроводности**, который зависит от физической характеристики породы и заключающ

$$\chi = \frac{k}{\mu(m \cdot \beta_{жс} + \beta_n)}$$

где χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с;

μ - вязкость жидкости, Па·с;

$\beta_{ж}$, β_n – коэффициент сжимаемости жидкости и породы, 1/Па.

КОЭФФИЦИЕНТ ПРОВОДИМОСТИ

Коэффициент проводимости представляет собой следующее выражение:

$$T = \frac{k \cdot h_{эф}}{18,42 \cdot B \cdot \mu}$$

$$Q = \frac{k \cdot h_{эф}}{18,42 \cdot B \cdot \mu} \cdot \frac{(P_{пл} - P_з)}{\left[\ln\left(\frac{R_к}{r_c}\right) - 0,75 + S \right]}$$

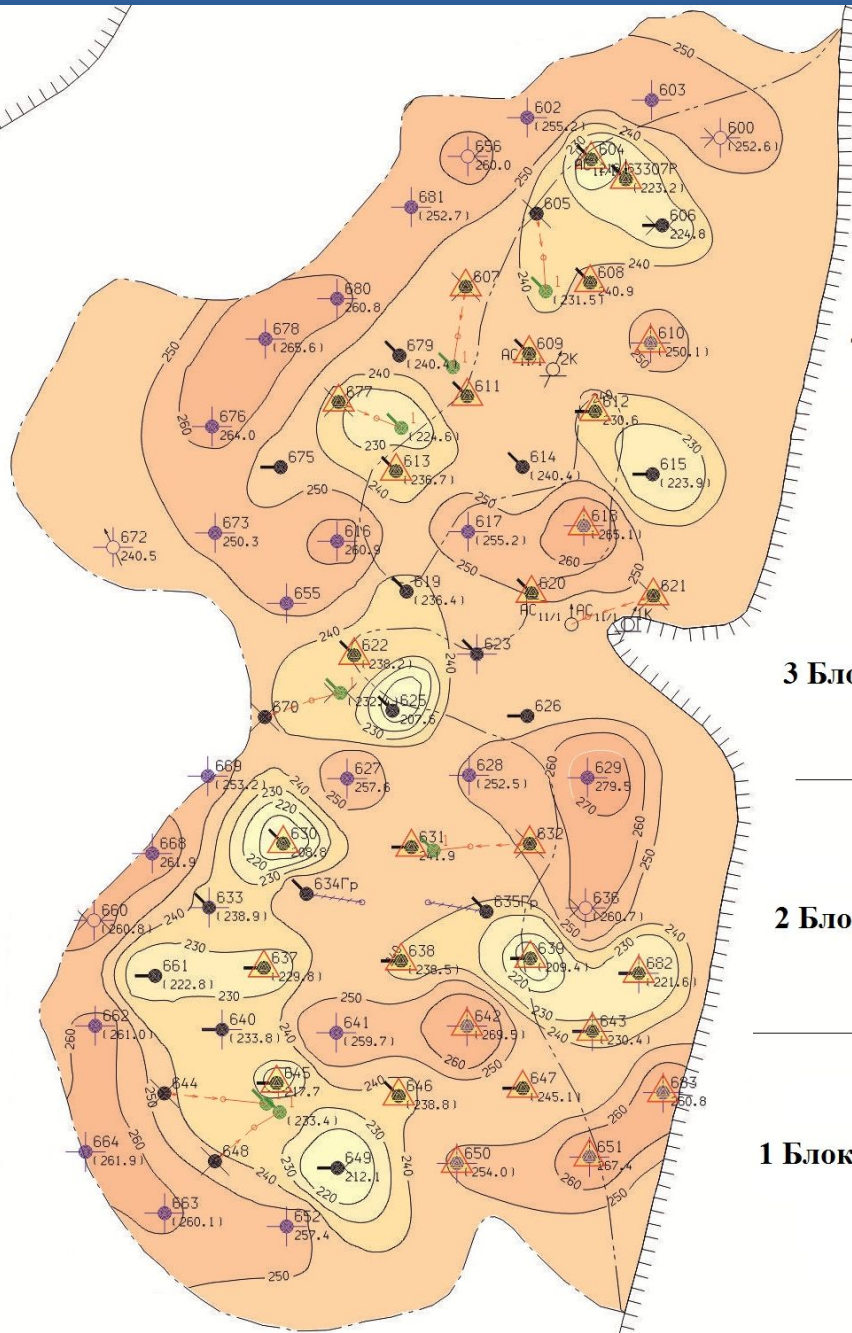
Коэффициент проводимости величина неизменная, и воздействовать на нее каким-либо способом разработчики не могут.

Для увеличения производительности скважин, можно либо увеличить депрессию на пласт (путем снижения забойного давления или увеличения пластового давления посредством закачки), либо в уменьшении скин-фактора (уменьшение гидравлических сопротивлений в ПЗП в результате проведения ГРП, кислотных обработок, реперфорации и др.)

Пластовое давление может быть получено

1. Замером в простаивающей скважине, путем спуска в нее манометра, либо замера статического уровня и пересчета его в давление;
2. Гидродинамические исследования скважин методом КВД (КВУ) позволяют получить оценку среднего давления в зоне дренирования скважины путем корректировки экстраполированного давления;
3. По карте изобар можно иметь представление о пластовом давлении в любой точке залежи, разбуренной скважинами, в которых периодически производят замеры пластовых давлений. Карта изобар строится по данным замеров давлений, например на первое число какого либо месяца следующего затем, в котором производились замеры. Пример карты изобар будет представлен на следующем слайде;
4. По данным технологических режимов строят индикаторные диаграммы и путем экстраполяции определяют средние пластовые давления в зоне дренирования скважины.

Карта изобар



4 Блок

3 Блок

2 Блок

1 Блок

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

			СКВАЖИНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ, РАЗВЕДОЧНЫЕ, МАЛОДЕБИТНЫЕ
			СКВАЖИНЫ ПРОЕКТНЫЕ ДОБЫВАЮЩИЕ И НАГНЕТ., В БУРЕНИИ
			СКВАЖИНЫ ШГН, ЭЦН, ФОНТАННЫЕ
			СКВАЖИНЫ ШВН, ГАЗЛИФТНЫЕ, В КОНСЕРВАЦИИ
			СКВАЖИНЫ В БЕЗДЕЙСТВИИ, ОСВОЕНИИ, ОСТАНОВЛЕННЫЕ
			СКВАЖИНЫ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ, КОНТРОЛЬНЫЕ, ОТКЛЮЧЕННЫЕ
			ГАЗОВЫЕ, В ОЖИДАНИИ ЛИКВИДАЦИИ, ЛИКВИДИРОВАННЫЕ
			ПЕРЕВОД СКВАЖИН С ГОРИЗОНТА НА ГОРИЗОНТ
			НАЧАЛО И КОНЕЦ ГОРИЗОНТ. УЧАСТКА ГОРИЗ. СКВ. (ГС)
			- ФГС (ГС, ОБОРУДОВАННАЯ ФИЛЬТРАМИ)
			- ПЕРФОРАЦИЯ
			- ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ
			СКВАЖИНА С ОДНИМ БОКОВЫМ СТВОЛОМ (БС)
			СКВАЖИНА С НЕСКОЛЬКОИМИ БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ:
			1 - N ПЕРВОГО БС, 2 - N ВТОРОГО БС
			СКВАЖИНА С БС, ИМЕЮЩИМ ГОРИЗОНТАЛЬН. УЧАСТОК
			ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА
			ГРАНИЦА НГДУ, ПЛАСТА, ГЕОЛОГИЧ. УЧАСТКА, БЛОКА,
			ЗОН ОТБОРА, ВЛИЯНИЯ КНС; ГРАНИЦЫ ЗОН ВЫКЛИНИВАНИЯ
			КОНТУРЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ВНЕШНИЙ, ВНУТРЕННИЙ
			КОНТУРЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВНЕШНИЙ, ВНУТРЕННИЙ
			ИЗОБАРЫ ПЛАСТА

Забойное давление может быть получено

1. Прямым замером при наличии манометра на забое скважины;
2. Пересчетом:
 - в скважинах механизированного фонда по данным замеров динамического уровня в затрубном пространстве;
 - в фонтанирующих скважинах с помощью специальных корреляций, однако точность которых обладает значительной погрешностью, в виду сложных физических процессов имеющих место в скважинах.

Проницаемость **ПРОНИЦАЕМОСТЬ** (k) – это фильтрационное свойство горных пород, пропускать через себя жидкости или газы под действием перепада давления.

Большая часть расчетов, связанных с экономической составляющей разработки пласта опираются на это свойство. Поэтому без сомнения, проницаемость можно назвать самым главным петрофизическим параметром пласта.

Для характеристики проницаемости горных пород введены понятия **абсолютной, эффективной** (или **фазовой**) и **относительной** проницаемостей.

▣ **Абсолютная проницаемость** – это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой. Обычно для определения абсолютной проницаемости используют высушенный образец, пропуская через него воздух или газ, так как они отличаются наименьшими свойствами взаимодействия с породой.

▣ **Эффективная** (или **фазовая**) **проницаемость** характеризует проводимость породы по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз. Она также зависит не только от свойств породы, но и от физико-химических свойств жидкостей, их взаимодействия и насыщенности породы каждой из фаз.

▣ **Относительной фазовой проницаемостью** называется отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

АБСОЛЮТНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

При определении абсолютной проницаемости горной породы, необходимо чтобы между пористой средой и фильтрующейся фазой отсутствовало физико-химическое взаимодействие. Это достигается путем пропускания через полностью очищенный и высушенный образец газа (воздуха, гелия или азота). При фильтрации **газа** через образец, его проницаемость определяется следующим выражением:

$$k = \frac{2 \cdot Q_{am} \cdot \mu_g \cdot P_{am} \cdot L}{A(P_1^2 - P_2^2)},$$

Q_{am} – объемный расход газа через образец, приведенный к атмосферным условиям, м³;

A – площадь сечения образца, в данном случае круга, м²;

P_1 – давление на входе в образец, Па;

P_2 – давление на выходе, Па;

P_{am} – атмосферное давление, Па;

μ_g – вязкость газа, Па·с;

L – длина образца, м.

При определении абсолютной проницаемости по газу необходимо делать поправку на эффект Клинкенберга. Более подробно об этом на следующих слайдах.

ПОПРАВКА НА ЭФФЕКТ КЛИНКЕНБЕРГА

Это эффект был открыт Клинкенбергом в 1941 году и назван в его честь. Он заключается в том, что газы, в особенности низкомолекулярные, в отличие от жидкостей, при фильтрации в пористой среде, на границе пористая среда – газ имеют ненулевую скорость. Это приводит к более высоким объемным скоростям потока, так как газ проскальзывает по поверхности зерен. Клинкенбергом было также обнаружено, что чем меньше молекулярная масса газа, тем больше проявляется влияние этого эффекта (больше скорость на границе газ – поровый канал).



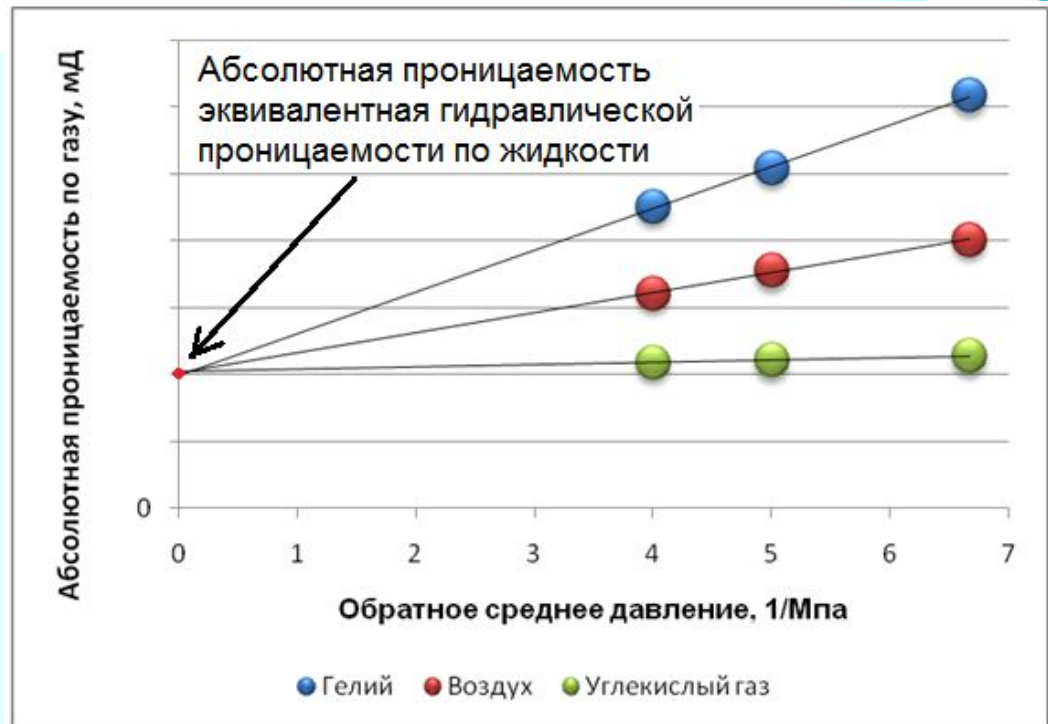
ПОПРАВКА НА ЭФФЕКТ КЛИНКЕНБЕРГА

Из-за эффекта Клинкенберга измеренные значения проницаемости образцов по газу выше абсолютных значений по жидкости. Клинкенберг обнаружил, что если измерить проницаемость по газу на нескольких давлениях и построить график зависимости проницаемости от обратной величины среднего давления, то экспериментальные точки лягут на прямую. Если эту линию экстраполировать на точку $1/P_{обр.ср} = 0$ (бесконечное давление), отсекаемый ею на оси ординат отрезок будет представлять собой абсолютную проницаемость, эквивалентную гидравлической абсолютной проницаемости по жидкости.

Для каждого газа и на каждой депрессии рассчитывается обратное среднее давление по формуле:

$$P_{обр.ср} = \frac{1}{\frac{1}{P_{ср}}} = \frac{2}{P_{вх} + P_{вых}}$$

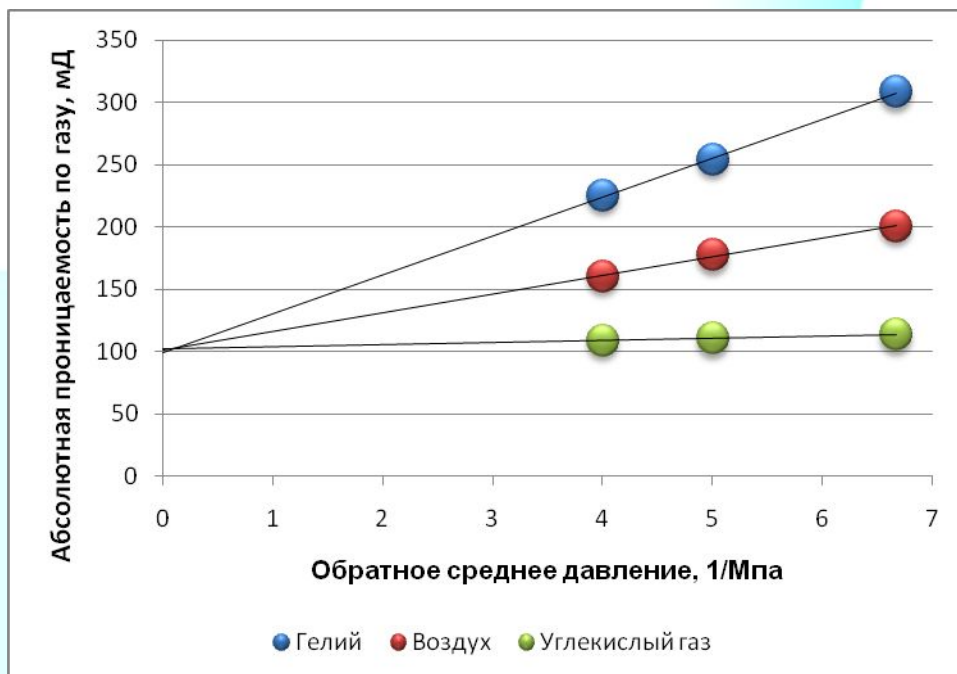
где $P_{ср} = (P_{вх} + P_{вых})/2$ – среднее давление эксперимента.



РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРЕМЕНТА

Результаты исследования для трех газов (гелия, воздуха и углекислого газа) представлены в таблице, по результатам которых построен график, где по точкам экстраполированным в точку $1/P_{обр.ср} = 0$ (бесконечное давление), получаем проницаемость, эквивалентную гидравлической абсолютной проницаемости по жидкости. В данном примере она составляет 100 мД.

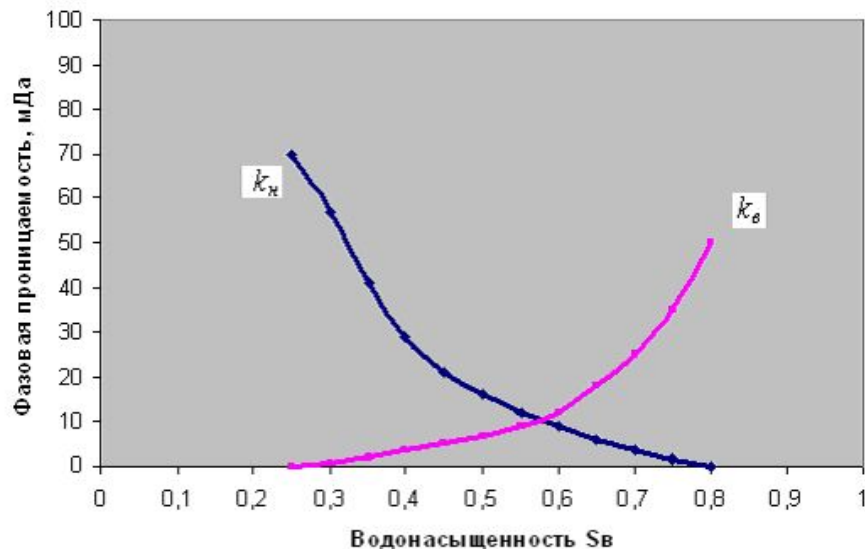
Параметры исследований	обозначение	значение	
Диаметр образца, см	D	3	
Высота образца, см	L	2,5	
Площадь поперечного сечения образца, см ²	$A = \pi d^2/4$	7,065	
Атмосферное давление, МПа	$P_{атм}$	0,1	
Давление на выходе из образца, МПа	$P_{вых}$	0,1	
Давление обжима, МПа	$P_{об}$		
Параметры исследований	Газ		
	Гелий, He	Воздух, (O ₂ +N ₂)	Углекислый газ, CO ₂
Молекулярная масса	4,003	28,96	44,01
Вязкость при атмосферном давлении и температуре 20 °С, мПа·с	0,0196	0,0182	0,0144
1 эксперимент			
Время прохождения газа через образец, с	30	30	30
Объем газа, прошедшего через образец, см ³	200	140	100
Давление на входе $P_{вх}$, МПа	0,2	0,2	0,2
Проницаемость, мД	308,25	200,36	113,23
Обратное среднее давление $1/P_{ср}$, 1/МПа	6,67	6,67	6,67
2 эксперимент			
Время прохождения газа через образец, с	30	30	30
Объем газа, прошедшего через образец, см ³	440	330	260
Давление на входе $P_{вх}$, МПа	0,3	0,3	0,3
Проницаемость, мД	254,31	177,11	110,40
Обратное среднее давление $1/P_{ср}$, 1/МПа	5	5	5
3 эксперимент			
Время прохождения газа через образец, с	30	30	30
Объем газа, прошедшего через образец, см ³	730	560	480
Давление на входе $P_{вх}$, МПа	0,4	0,4	0,4
Проницаемость, мД	225,02	160,29	108,70
Обратное среднее давление $1/P_{ср}$, 1/МПа	4	4	4
	Обозначение	Значение	
Проницаемость по жидкости, мДа	$k_{ж}$	100	



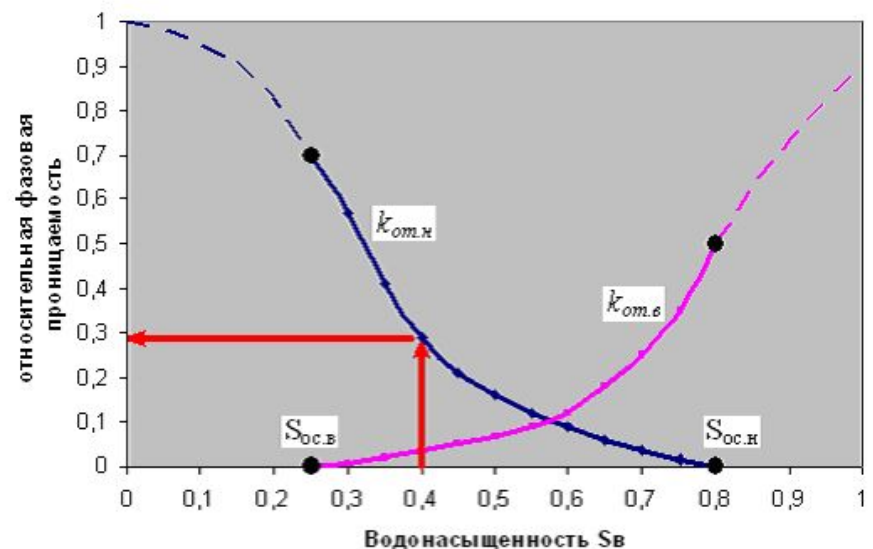
ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

В природных пластах-коллекторах обычно присутствует не одна, а одновременно две или три фазы – нефть и вода, газ и вода, нефть и газ, или одновременно нефть, газ и вода. Это усложняет законы фильтрации, так как проницаемость пористой среды, при движении в ней двух или более флюидов, принимает для каждого из них индивидуальное значение проницаемости, которое даже суммарно по каждому ниже абсолютного. Такую проницаемость называют **фазовой** (или **эффективной**), которая является непостоянной величиной, а изменяющейся в зависимости от соотношения насыщенныхностей.

Зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности



Зависимость относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности



ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ И КРИВЫЕ ОФП

Фазовая проницаемость измеряется в лабораторных условиях на небольших образцах породы и представляют в виде значений **относительных фазовых проницаемостей (ОФП)**, которые определяются из соотношений фазовой проницаемости к абсолютной:

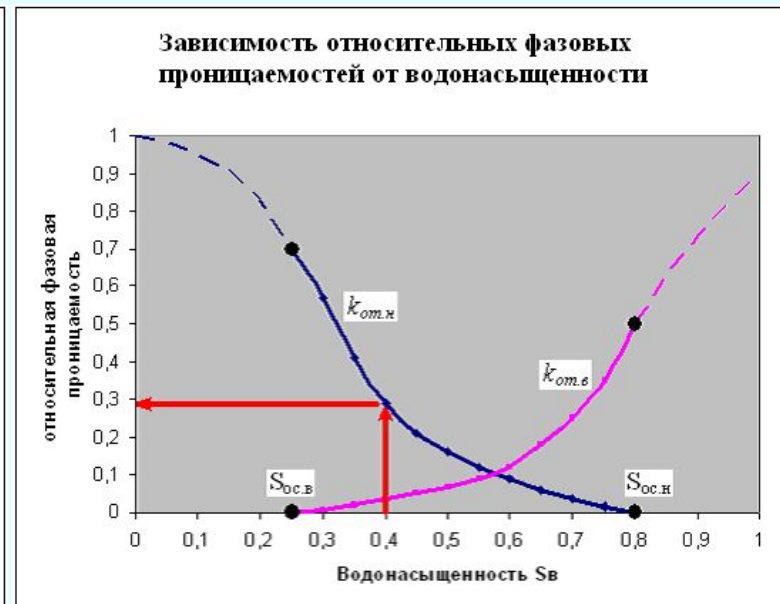
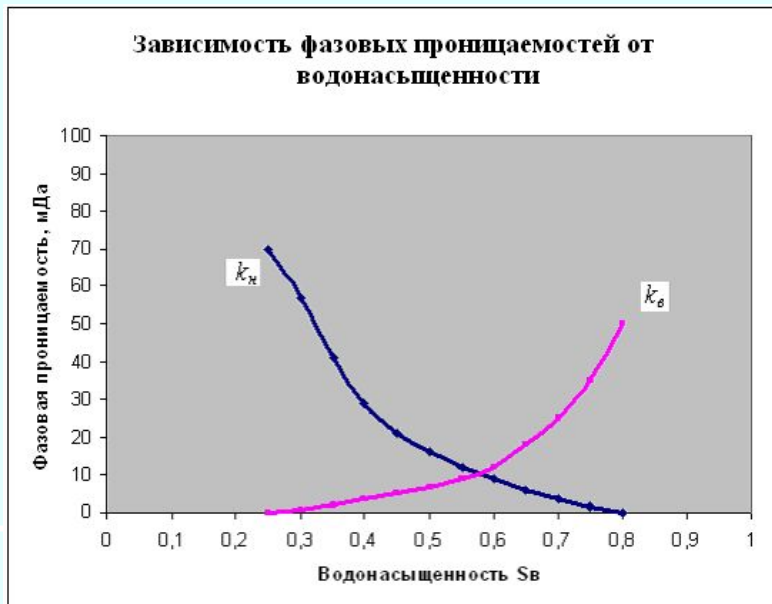
$$k_{от.н}(S_g) = \frac{k_n(S_g)}{k}$$

$$k_{от.в}(S_g) = \frac{k_v(S_g)}{k}$$

где $k_{от.н}(S_g)$ и $k_{от.в}(S_g)$ – относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, соответственно, (S_g) означает, что величины $k_{от.н}$ и $k_{от.в}$ не постоянны, а изменяются в зависимости от степени насыщения водой;

$k_n(S_g)$ и $k_v(S_g)$ – фазовые проницаемости по нефти и воде соответственно, также являются не постоянными величинами зависящими от степени насыщения водой;

k – абсолютная проницаемость.



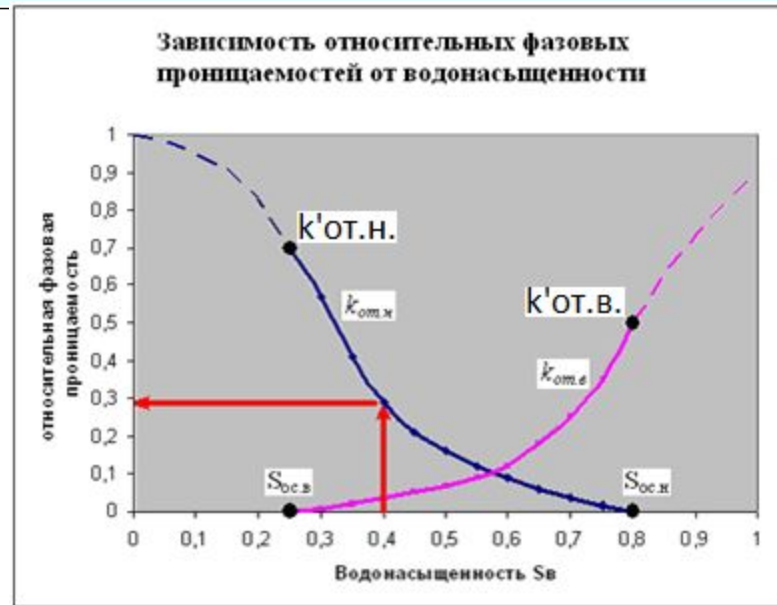
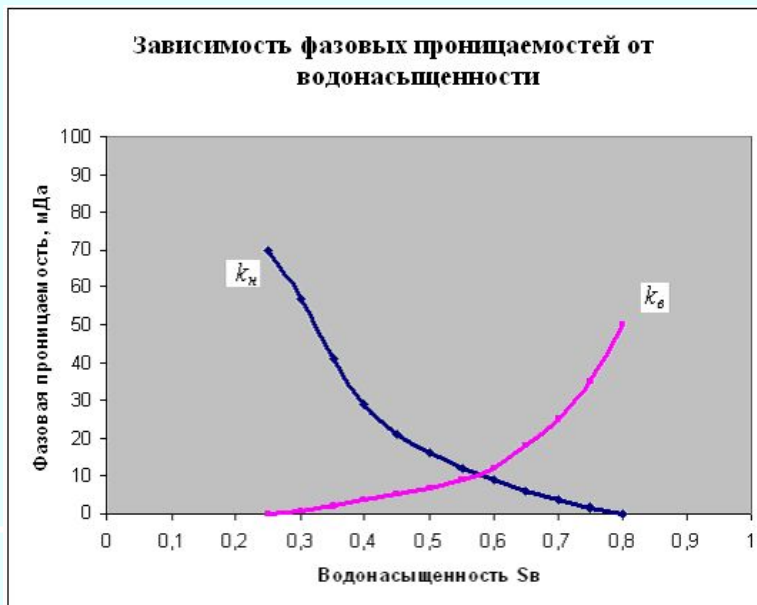
ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ И КРИВЫЕ ОФП

На обоих графических рисунках кривые имеют совершенно одинаковую форму. Разница только в том, что значения **относительных фазовых проницаемостей (ОФП)** изменяются от нуля до единицы. В естественных условиях водонасыщенность в коллекторе изменяется от остаточной водонасыщенности (фазовая проницаемость по воде равна нулю) до водонасыщенности, соответствующей остаточной нефтенасыщенности (фазовая проницаемость по нефти равна нулю).

Концевые точки на кривых ОФП:

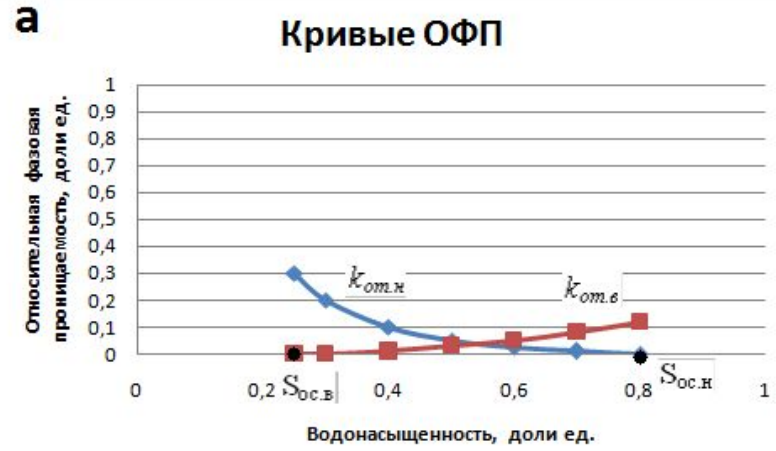
$K'_{от.н.}$ – относительная фазовая проницаемость нефти при остаточной водонасыщенности **$S_{oc.в.}$** ;

$K'_{от.в.}$ – относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности **$S_{oc.н.}$** .



НОРМИРОВАНИЕ КРИВЫХ ОФП

Кривые ОФП нормируют, принимая в качестве абсолютной проницаемости не проницаемость по газу, а эффективную проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности. В результате такой нормировки фазовых проницаемостей, относительная фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности будет равна единице. На верхнем рисунке представлены типичные кривые относительных фазовых проницаемостей, без нормировки, когда за абсолютное значение проницаемости берется проницаемость по газу, а на нижнем рисунке, представлены эти же кривые после нормировки. В таблице на следующем слайде представлены данные лабораторных исследований керна, на базе которых построены графики рисунка. ОФП используются в расчете многофазной фильтрации в гидродинамических моделях.



ПРОЦЕДУРА НОРМИРОВАНИЯ КРИВЫХ ОФП

Для нормирования кривых ОФП используют следующие соотношения:

$$k_{нор.от.н}(S_e) = \frac{k_n(S_e)}{k'_n(S_{oc.в})} \quad k_{нор.от.в}(S_e) = \frac{k_v(S_e)}{k'_v(S_{oc.в})}$$

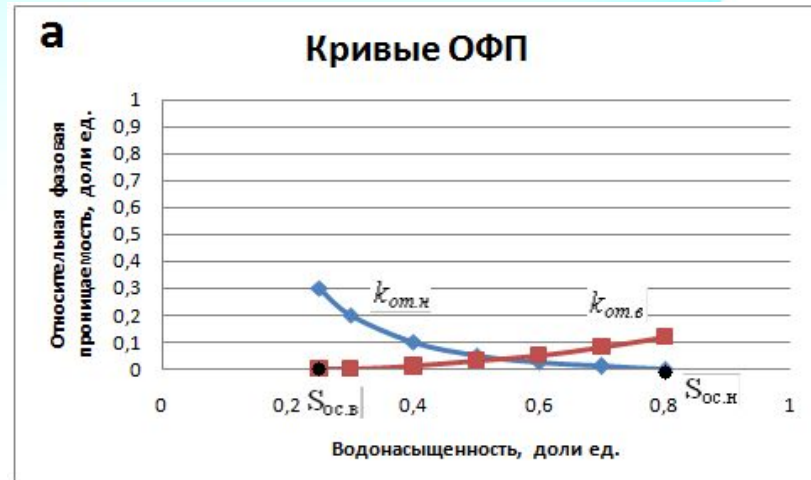
где $k_{нор.от.н}(S_e)$ и $k_{нор.от.в}(S_e)$ – нормированные ОФП по нефти и воде, соответственно, (S_e) означает, что величины $k_{нор.от.н}$ и $k_{нор.от.в}$ не постоянны, а изменяются в зависимости от степени насыщения водой;

$k_n(S_e)$ и $k_v(S_e)$ – фазовые проницаемости по нефти и воде соответственно, также являются не постоянными величинами зависящими от степени насыщения водой;

$k'(S_{oc.в})$ – фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности.

В нижней таблице по результатам которой построены графики кривых ОФП, фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности $k'(S_{oc.в}) = 30$ мД

Проницаемость по газу, мД	$S_{в. д.ед.}$	Эффективные проницаемости, мД		Относительные фазовые проницаемости, д.ед.		Нормированные относительные фазовые проницаемости, д.ед.	
		по нефти k_n	по воде k_v	по нефти $k_{от.н}$	по воде $k_{от.в}$	по нефти $k_{от.н}$	по воде $k_{от.в}$
100	0,25	30,00	0,00	0,30	0,00	1,00	0,00
100	0,30	20,00	0,20	0,20	0,00	0,67	0,01
100	0,40	10,00	1,00	0,10	0,01	0,33	0,03
100	0,50	5,00	3,00	0,05	0,03	0,17	0,10
100	0,60	2,50	5,00	0,03	0,05	0,08	0,17
100	0,70	1,00	8,00	0,01	0,08	0,03	0,27
100	0,80	0,00	12,00	0,00	0,12	0,00	0,40



ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Повлиять на проницаемость всего продуктивного пласта разработчики не могут, однако можно увеличить проницаемость в призабойной зоне пласта (ПЗП), путем кислотной обработки, например в карбонатных коллекторах. Источник данного параметра – **лабораторные исследования керна, гидродинамические исследования (ГДИ) и геофизические исследования скважин (ГИС).**

Наиболее достоверная информация о эффективной проницаемости может быть получена в результате гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации снятием кривой восстановления давления после остановки скважины. Также данные исследования, являются единственным надежным источником оценки совокупного скин-фактора. Однако для проектирования достаточно часто используют данные ГИС (с учетом корреляций на данные по керну), которые всегда имеются по всем скважинам.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемости одного и того же коллектора может сильно варьироваться, для простоты и общего представления о проницаемости пласта обычно указывается ее среднее значение, как средне арифметическое или средне геометрическое. Используя это среднее значение можно отнести коллектор к тому или иному типу согласно условной классификации представленной в таблице ниже.

Классификация коллекторов по средней проницаемости

Проницаемость	Проницаемость газового коллектора, мДа	Проницаемость нефтяного коллектора, мДа
очень низкая	менее 0,05	менее 0,5
низкая	0,05 – 0,5	0,5 – 5
средняя	0,5 – 5	5 – 50
высокая	5 – 50	50 – 500
очень высокая	более 50	более 500

Скин-фактор (s). Параметр описывающий степень гидродинамического несовершенства вскрытия скважинной продуктивного пласта. Этот параметр может включать в себя несколько составляющих, таких как:

- загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП);
- частичное вскрытие;
- неэффективное перфорирование;
- двухфазное течение;
- отклонение от закона Дарси вследствие турбулентности;
- не вертикальное вскрытие.

Из перечисленных факторов не все могут проявляться, но загрязнение ПЗП наблюдается всегда, которое появляется в результате проникновения фильтрата бурового раствора во время бурения.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Скин-фактор

- Если ПЗП загрязнена, то **скин-фактор** будет **положительным** и будет имеет, тем большее значение, чем больше загрязнение(от 0 и теоретически до бесконечности).
- Если **скин-фактор равен нулю**, то ПЗП идеальная, **загрязнение отсутствует**.
- **Отрицательное значение скин-фактора** (от -6 до 0) можно получить в скважинах **после проведения кислотной обработки или гидроразрыва пласта (ГРП)**, когда создается трещина высокой проводимости, соединяющая ствол скважины с удаленными, незагрязненными участками продуктивного пласта, устраняя загрязнение ПЗП. Источник информации и скин-факторе – гидродинамические исследования скважин (ГДИС)

ПРОНИЦАЕМОСТЬ И СКИН-ФАКТОР ПО ГДИС

На предыдущих слайдах уже было отмечено, что источником информации о проницаемости и скин-факторе могут быть гидродинамические исследования скважин (ГДИС), а именно снятие кривой восстановления давления (КВД).

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 1

Упражнение 1. Рассчитать дебит по нефти скважины в т/сут, используя уравнение (1.2), для всех столбцов (таблица 1.7) и процентное изменение относительно первого столбца. Полученные данные занести в таблицу. Плотность нефти 0,85 т/м³. Сделать заключение для каждого столбца. **Целью данного упражнения,** является понимание влияния (увеличения или уменьшения) того или иного параметра входящего в уравнение (1.2) на дебит скважины.

Таблица 1.7 – Исходные данные к упражнению 1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Проницаемость (мДа)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Эффективная мощность (м)	20	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Пластовое давление (атм)	270	270	240	270	270	270	270	270	270	270	270
Забойное давление (атм)	50	50	50	100	10	50	50	50	50	50	50
Радиус дренирования (м)	500	500	500	500	500	400	300	500	500	500	500
Радиус скважины (м)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Вязкость нефти (сПз)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,5	0,9	1,2	1,2
Объёмный к-т (м ³ /м ³)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Скин-фактор	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	2
Дебит нефти (т/сут)											
Изменение дебита (%)	x										

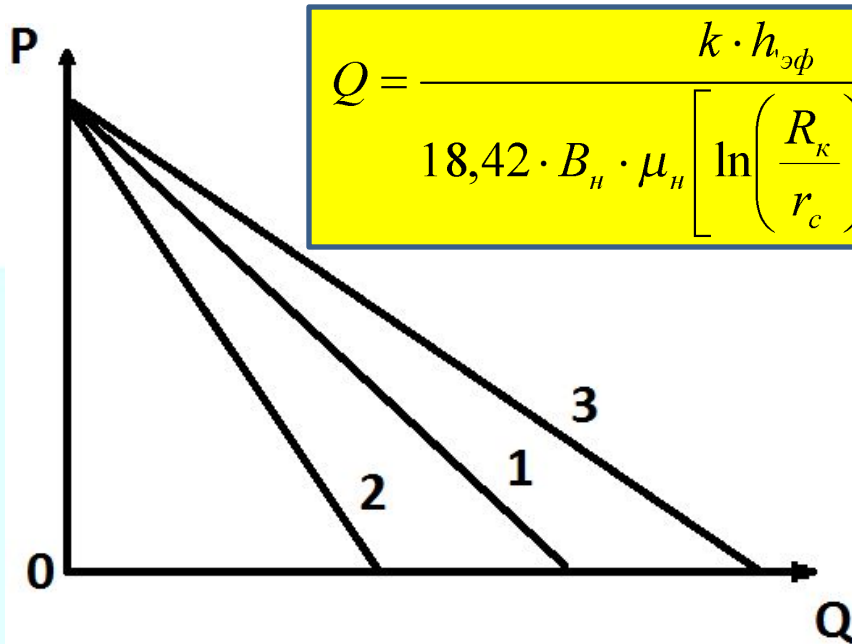
Формула для расчета изменения дебита в процентах. Изменение дебита, % = (дебит полученный в процессе изменения какого либо параметра - дебит в колонке 1) / (дебит в колонке 1 · 0,01).

ВНИМАНИЕ! Для студентов обучающихся дистанционно необходимо решить задачу по первому варианту. Работу нужно оформить от руки и отправить на проверку по электронному адресу sarantcha2@mail.ru. Поштучно работы на проверку не отправлять, поэтому необходимо решить и оформить все задачи данного курса и отослать их одновременно.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Как следует из формулы Дюпюи (1.2), уравнение индикаторной линии при плоскорадиальном потоке несжимаемой жидкости, задается уравнением прямой (нижний рисунок).



$$Q = \frac{k \cdot h_{эф}}{18,42 \cdot B_n \cdot \mu_n \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) - 0,75 + S \right]} (P_{пл} - P_z) = \eta (P_{пл} - P_z)$$

где η – коэффициент продуктивности, численно равный дебиту при депрессии, равной единице. Депрессией называют разницу между пластовым и забойным давлением

Индикаторная диаграмма для притока однофазной жидкости:

- 1 – при нулевом значении скин-фактора;
- 2 – при положительном значении скин-фактора;
- 3 – при отрицательном значении скин-фактора

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Из уравнения 1.3 коэффициент продуктивности для нефтяных скважин, равен:

$$\eta = \frac{Q}{(P_{пл} - P_з)} = \frac{k \cdot h_{эф}}{18,42 \cdot B_H \cdot \mu_H \left[\ln \frac{R_K}{r_c} - 0,75 + S \right]}.$$

Коэффициент продуктивности определяется в результате испытаний скважины на разных забойных давлениях, что достигается путем отработки скважины на штуцерах различного диаметра.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Проведение исследования. Выдержав скважину в закрытом состоянии в течение определенного отрезка времени, ее открывают на отработку через штуцер малого диаметра, поддерживая малую скорость притока. Производится регистрация дебита и забойного давления. После стабилизации дебита для увеличения притока начинают отработку скважины через штуцер большего диаметра, при этом производится наблюдение за измерениями скорости потока с течением времени. Данная процедура повторяется еще несколько раз, производится ряд замеров, результаты которых фиксируются.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Для оценки коэффициента продуктивности с помощью соотношения (1.24) необходимо знать величину пластового давления, что не всегда возможно, для длительно работающих скважин, и в особенности при интенсивной работе соседних скважин. В этом случае для одновременной оценки названных параметров используют метод индикаторной линии (индикаторная диаграмма – ИД).

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА

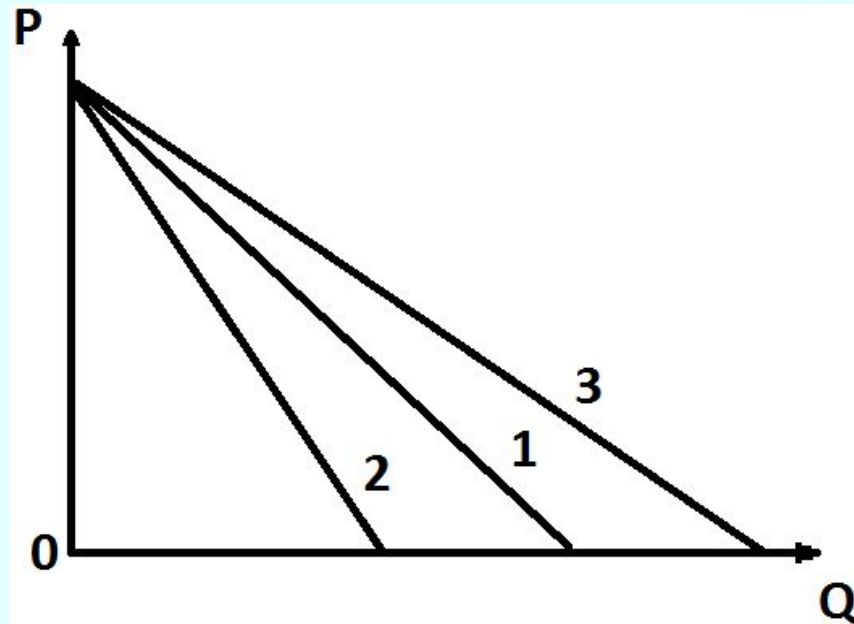
ПРОДУКТИВНОСТИ

Индикаторные диаграммы представляют собой зависимости давления на забое от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся (квазистационарном или псевдоустановившемся) режиме работы скважины. Согласно уравнению Дюпюи для радиального притока жидкости, индикаторная диаграмма представляет собой прямую линию, наклон которой зависит от продуктивности пласта. Для одной и той же гидропроводности (kh/μ) и меняющихся скин-факторов можно получить семейство индикаторных линий, расположенных под разным углом наклона в зависимости от величины скин-фактора S (рис. 1.4).

Индикаторная диаграмма

для притока однофазной
жидкости:

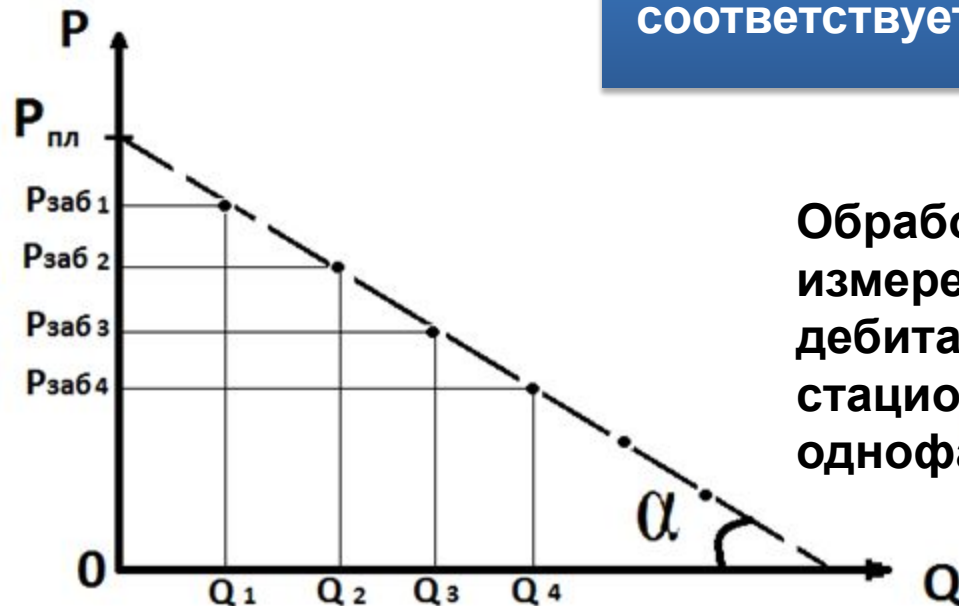
- 1 – при нулевом значении скин-фактора;
- 2 – при положительном значении скин-фактора;
- 3 – при отрицательном значении скин-фактора



ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ

Сущность методики построения ИД сводится к нанесению точек на график для различных забойных давлений и дебитов. Точки должны лечь на прямую линию, которую называют индикаторной линией. Тангенс угла наклона индикаторной линии (угловой коэффициент) численно равен значению A (фильтрационному сопротивлению).

Координата точки пересечения индикаторной линии с осью ординат соответствует пластовому давлению



Обработка результатов измерений забойного давления и дебита на нескольких стационарных режимах притока однофазной жидкости

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 2

Упражнение 2. По результатам отработки скважины на нескольких стационарных режимах были измерены давления на забое и дебиты, значения которых по вариантам представлены в таблице 1.8. Используя полученные значения, необходимо построить индикаторную диаграмму, оценить Q_{\max} , рассчитать коэффициент продуктивности сначала оценив величину пластового давления как точку пересечения индикаторной линии с осью ординат, и потом рассчитать коэффициент продуктивности используя формулу 1.4.

Таблица 1.8 – Исходные данные к упражнению 2

Вариант	$Q_1, \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{заб } 1}, \text{ атм}$	$Q_2, \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{заб } 2}, \text{ атм}$	$Q_3, \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{заб } 3}, \text{ атм}$
1	30	220	60	190	90	160
2	56	180	112	140	168	100
3	21	190	42	160	63	130
4	48	240	96	210	144	180
5	60	230	120	200	180	170
6	28,5	200	57	170	85,5	140
7	36	250	72	220	108	190
8	39	235	78	205	117	175
9	33	215	66	185	99	155
10	51	225	102	195	153	165

ВНИМАНИЕ! Для студентов обучающихся дистанционно необходимо решить задачу по первому варианту. Работу нужно оформить от руки и отправить на проверку по электронному адресу sarantcha2@mail.ru. Поштучно работы на проверку не отправлять, поэтому необходимо решить и оформить все задачи данного курса и отослать их одновременно.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИТОКА ДВУХФАЗНОГО ФЛЮИДА ПО МЕТОДУ ВОГЕЛЯ

Когда пластовое давление становится ниже давления насыщения нефти газом, простые уравнения притока жидкости становятся недействительными. Дело в том, что при этих условиях из нефти выделится некоторое количество растворенного газа, а значит в пласте будет происходить двухфазная фильтрация жидкости и газа.

Для этого случая, **Вогель** предложил хорошо известное уравнение для описания двухфазного притока:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} \right)^2,$$

где q – текущий дебит скважины;

q_{\max} – абсолютно свободный дебит или теоретически максимальный дебит (т.е. дебит, который теоретически был бы достигнут, если забойное давление снизить до нуля).

Упражнение 3 Рассчитать максимальный дебит (q_{\max}), при условии что пластовое давление равно давлению насыщения $P_{\text{пл}} = P_{\text{нас}} = 200$ атм. На скважине проводились одноточечное исследование на установившемся режиме, по результатам которого дебит q составил (таблица 1.9) при $P_{\text{заб}} = 140$ атм. Рассчитать дебит при $P_{\text{заб}} = 180, 160, 120, 100, 80, 60, 40, 20$ и по рассчитанным значениям построить индикаторную диаграмму Вогеля. **Пример расчета смотрите на следующих слайдах.**

Таблица 1.9 – Исходные данные к упражнению 3

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$q, \text{м}^3/\text{сут}$	30	40	50	35	45	55	47	57	32	27

ВНИМАНИЕ! Для студентов обучающихся дистанционно необходимо решить задачу по первому варианту. Работу нужно оформить от руки и отправить на проверку по электронному адресу sarantcha2@mail.ru. Поштучно работы на проверку не отправлять, поэтому необходимо решить и оформить все задачи данного курса и отослать их одновременно.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ 3

Максимальный теоретический дебит, при $P_{заб}=140$ атм, $P_{пл}=200$ атм, $P_{нас}=200$ атм, $q=70$ м³/сут, будет равен:

$$q_{\max} = \frac{q}{\left[1 - 0,2\left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}}\right) - 0,8\left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}}\right)^2 \right]} = 149,57 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Теперь рассчитаем дебит при $P_{заб} = 180, 160, 140, 120, 100, 80, 60, 40, 20$, используя уравнение (1.25). Построим индикаторную диаграмму по методу Вогеля (рис. 1.6).

дебит	Забойное давление
0	200
25,7	180
49,0	160
70	140
88,5	120
104,7	100
118,5	80
129,8	60
138,8	40
145,4	20
149,6	0



КОМПОЗИТНАЯ КРИВАЯ ДАРСИ/ВОГЕЛЯ

При пластовом давлении выше давления насыщения нефти газом, но при забойном давлении ниже давления насыщения, начинает формироваться двухфазный поток только в призабойной зоне пласта. Уравнения для постоянного коэффициента продуктивности и уравнения Вогеля могут быть объединены для определения индикаторной кривой. Уравнение представлено ниже

$$q = q_{нас} + \frac{\eta \times P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right]$$

где

- $q_{нас}$ – дебит при забойном давлении равном давлению насыщения нефти газом;
- $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом.

КОМПОЗИТНАЯ КРИВАЯ ДАРСИ/ВОГЕЛЯ

Если $P_{заб} > P_{нас}$, то коэффициент продуктивности определяется из линейного соотношения:

$$\eta = \frac{q}{P_{пл} - P_{заб}}$$

Дебит в интервале забойного давления от $P_{пл}$ до $P_{нас}$ будет определяться из следующего линейного соотношения (отрезок 1-2 на рис. ниже):

$$q = \eta (\overline{P}_{пл} - P_{заб})$$



КОМПОЗИТНАЯ КРИВАЯ ДАРСИ/ВОГЕЛЯ

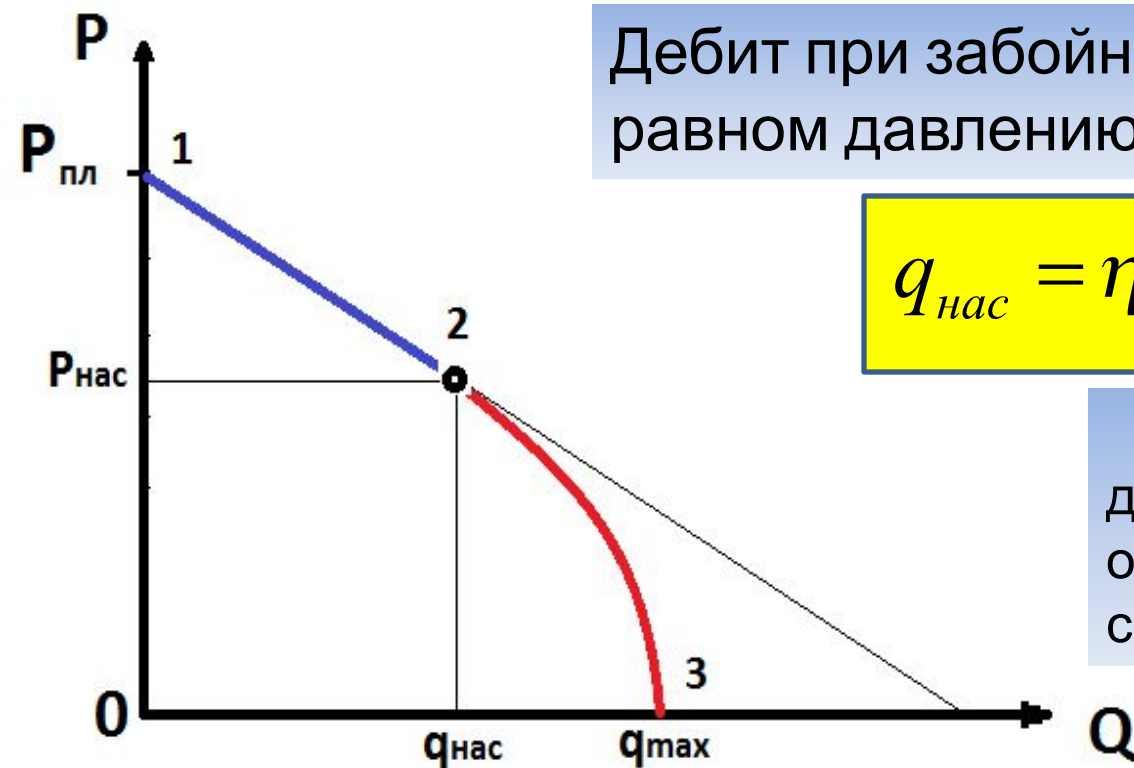
Если $P_{заб} < P_{нас}$, то коэффициент продуктивности определяется из нелинейного соотношения (отрезок 2-3 на рис. 1.7).

$$\eta = \frac{q}{\overline{P}_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right]}.$$

Дебит при забойном давлении равном давлению насыщения:

$$q_{нас} = \eta (\overline{P}_{пл} - P_{нас}).$$

Дебит при забойном давлении ниже $P_{нас}$, будет определяться из нелинейного соотношения (1.26).



Упражнение 4 Бывают случаи, когда построение ИД нефтяной скважины проблематично из-за отсутствия достаточных данных. Настоящее пластовое давление недоступно или не измерено. Нефтяные компании не хотят терять продукцию из-за отключения скважины для измерения статического пластового давления. Практические средства преодоления этой проблемы – это исследование скважины на двух различных режимах во время измерения забойных давлений.

Этот метод недорог и не требует много времени на проведение исследований. Измерения давления могут очень точными при использовании скважинного манометра в фонтанирующей скважине либо скважинного прибора с наземной регистрацией; возможны также более простые измерения при помощи затрубного давления и отбивки динамического уровня, зависящие от скважинных условий.

И так, задача заключается в определении пластового давления и построение ИД для скважины, которая эксплуатируется в режиме растворенного газа. Известно что, пластовое давление выше давления насыщения. Исходные данные к заданию по вариантам представлены в таблице 1.10. **Пример расчета смотрите на следующих слайдах.**

ВНИМАНИЕ! Для студентов обучающихся дистанционно необходимо решить задачу по первому варианту. Работу нужно оформить от руки и отправить на проверку по электронному адресу sarantcha2@mail.ru . Поштучно работы на проверку не отправлять, поэтому необходимо решить и оформить все задачи данного курса и отослать их одновременно.

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 4

Таблица 1.10 – Исходные данные к упражнению 4

Вариант	Тест 1		Тест 2		$P_{нас}$, атм
	q_1 , м ³ /сут	$P_{заб1}$, атм	q_2 , м ³ /сут	$P_{заб2}$, атм	
1	70	100	85	60	160
2	60	100	85	50	160
3	50	100	65	40	180
4	50	100	70	40	160
5	60	90	70	40	160
6	55	80	65	40	160
7	50	90	60	50	170
8	50	100	65	30	170
9	50	100	65	40	160
10	60	100	75	50	160

ВНИМАНИЕ! Для студентов обучающихся дистанционно необходимо решить задачу по первому варианту. Работу нужно оформить в Microsoft Word и отправить на проверку по электронному адресу sarantcha2@mail.ru. Поштучно работы на проверку не отправлять, поэтому необходимо решить и оформить все задачи данного курса и отослать их одновременно.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 4

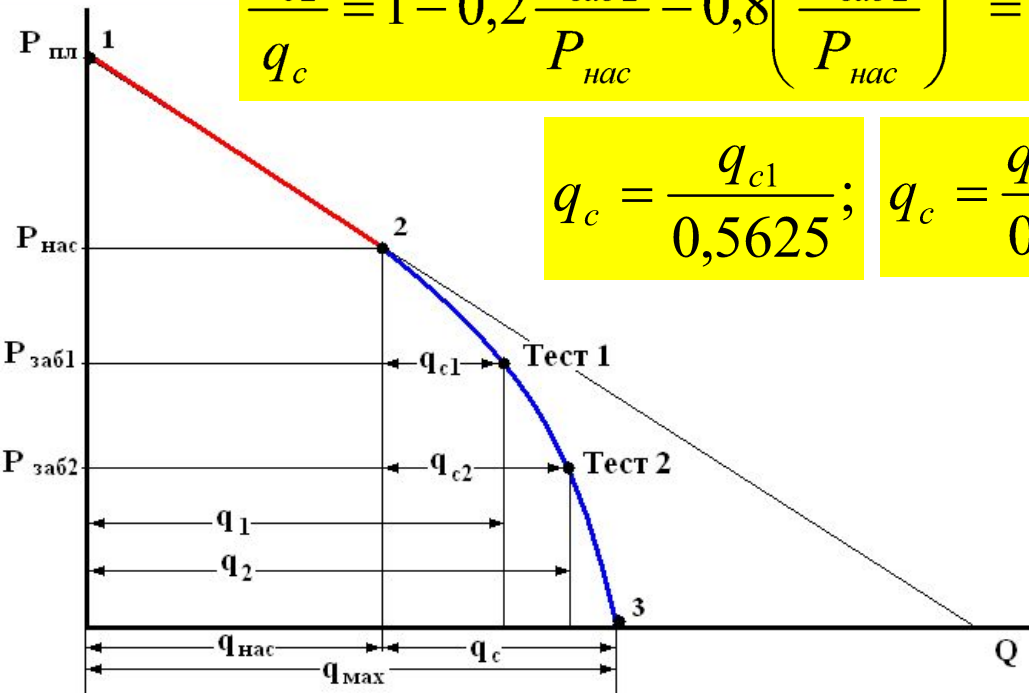
Пример расчета. По результатам двухточечного исследования скважины имеем: $q_1 = 50$ м³/сут, $P_{заб1} = 100$ атм, $q_2 = 65$ м³/сут, $P_{заб2} = 40$ атм, $P_{нас} = 160$ атм.

На рисунке ниже отрезок 2-3 будет описываться уравнением Вогеля (1.5):

$$\frac{q_{c1}}{q_c} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб1}}{P_{нас}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб1}}{P_{нас}} \right)^2 = 1 - 0,2 \frac{100}{160} - 0,8 \left(\frac{100}{160} \right)^2 = 0,5625;$$

$$\frac{q_{c2}}{q_c} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб2}}{P_{нас}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб2}}{P_{нас}} \right)^2 = 1 - 0,2 \frac{40}{160} - 0,8 \left(\frac{40}{160} \right)^2 = 0,9;$$

$$q_c = \frac{q_{c1}}{0,5625}; \quad q_c = \frac{q_{c2}}{0,9}; \quad \Rightarrow \quad \frac{q_{c1}}{0,5625} = \frac{q_{c2}}{0,9}.$$



ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 4

Из рисунка видно что $q_{c1} = q_1 - q_{нас}$, $q_{c2} = q_2 - q_{нас}$, тогда

$$\frac{q_1 - q_{нас}}{0,5625} = \frac{q_2 - q_{нас}}{0,9} \Rightarrow q_{нас} = \frac{0,5625 \cdot q_2 - 0,9 \cdot q_1}{0,5625 - 0,9} = 25 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

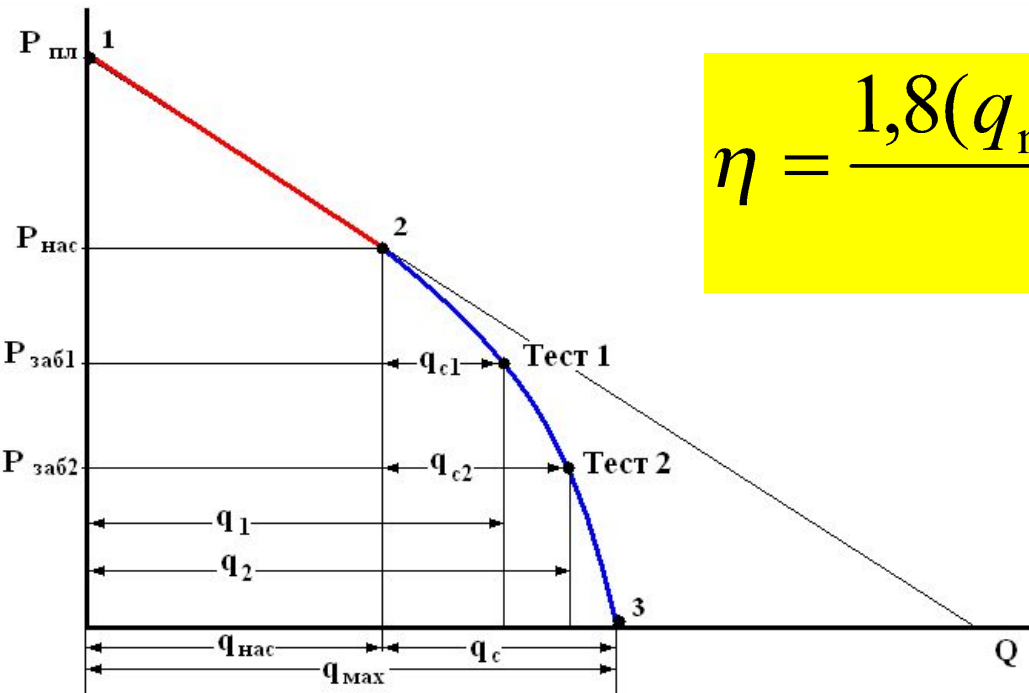
Зная $q_{нас}$ можно определить $q_{c1} = q_1 - q_{нас} = 50 - 25 = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зная q_{c1} можно определить $q_c = q_{c1} / 0,5625 = 44,444 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зная q_c можно определить $q_{max} = q_c + q_{нас} = 44,444 + 25 = 69,444 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зная q_{max} можно определить коэффициент продуктивности, используя следующее соотношение:

$$\eta = \frac{1,8(q_{max} - q_{нас})}{P_{нас}} = 0,5.$$



ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 4

Зная коэффициент продуктивности, находим пластовое давление из соотношения:

$$q_{нас} = \eta(P_{пл} - P_{нас}) \Rightarrow P_{пл} = \frac{q_{нас}}{\eta} + P_{нас} = 210 \text{ атм.}$$

Для построения ИД рассчитаем дебит используя уравнение (1.6), при забойных давлениях ниже давления насыщения, для значений $P_{заб} = 150, 140, 130, 120, 110, 90, 80, 70, 60, 50, 30, 20, 10$, атм. Полученные значения представлены в таблице ниже. ИД по полученным значениям представлена на рисунке ниже.

дебит	$P_{заб}$
0	210
29,86	150
34,44	140
38,75	130
42,77	120
46,52	110
50	100
53,19	90
56,11	80
58,75	70
61,11	60
63,19	50
65	40
66,52	30
67,77	20
68,75	10
69,44	0

