

Модуль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Учебный элемент

Источники пластовой энергии. Вскрытие пластов.
Вызов притока нефти и газа в скважины

Виды пластовой энергии. Режимы разработки нефтяных и газовых залежей. Вскрытие залежи и вызов притока нефти и газа в скважины.

Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную и водяную зону.

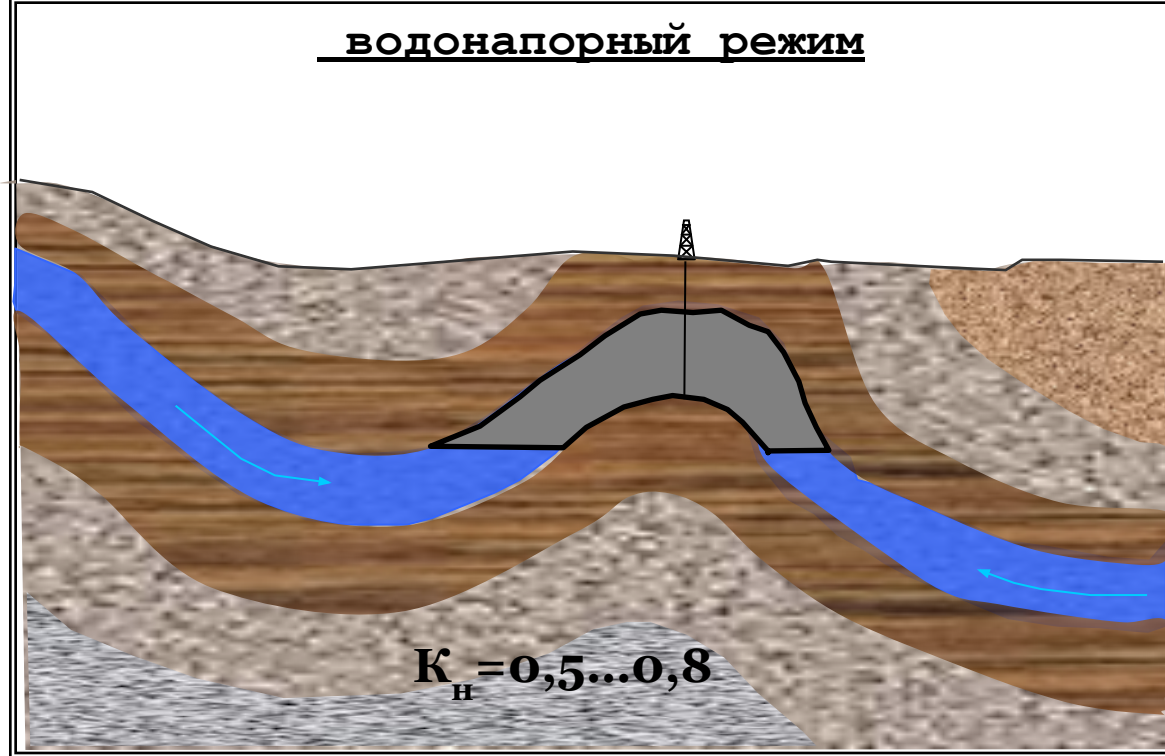
До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления ближе к забоям скважин. Это движение происходит вследствие разности (перепада) пластового (начального) давления ($P_{пл}$) и давления у забоев скважин ($P_{пл} - P_{заб}$). Накопленная пластовая энергия расходуется на перемещение жидкости и газа по пласту и подъем их в скважинах, а также на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении.

В зависимости от геологических условий и условий эксплуатации пластовая энергия проявляется в виде сил, способствующих движению флюидов.

В зависимости от видов энергии, используемых при отборе флюидов из пласта, различают режимы эксплуатации залежей: *водонапорный, газонапорный, растворенного, газа и гравитационный*.

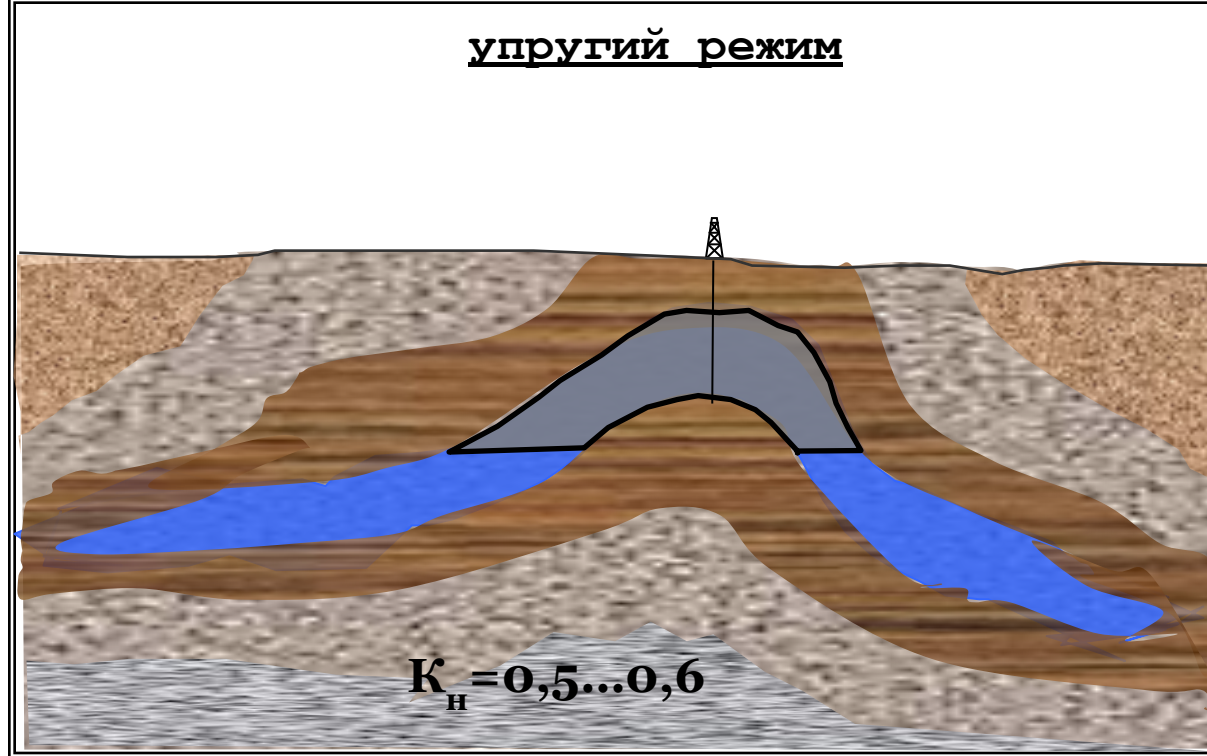
В зависимости от вида энергии, обуславливающего движение жидкости и газа к эксплуатационным скважинам, различают режимы *напорные* или вытеснения (водонапорный и упруговодонапорный, газонапорный) и режимы *истощения* пластовой энергии (растворенного газа, гравитационный)

Коэффициент нефтеотдачи(извлечения)
пласта (K_n – отношение извлекаемых
запасов к начальным геологическим
запасом нефти или газа) при водонапорном
режиме самый высокий - $0,5 \div 0,8$.



K_n -коэффициент нефтеотдачи пласта

Водонапорный режим связан с вытеснением нефти и перемещением ее по капиллярам в пласте за счет напора контактирующей с ней воды. Различают жесткий и упругий водонапорные режимы. При жестком водонапорном режиме нефть к скважинам перемещается за счет краевых и подошвенных вод, количество которых пополняется за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов.

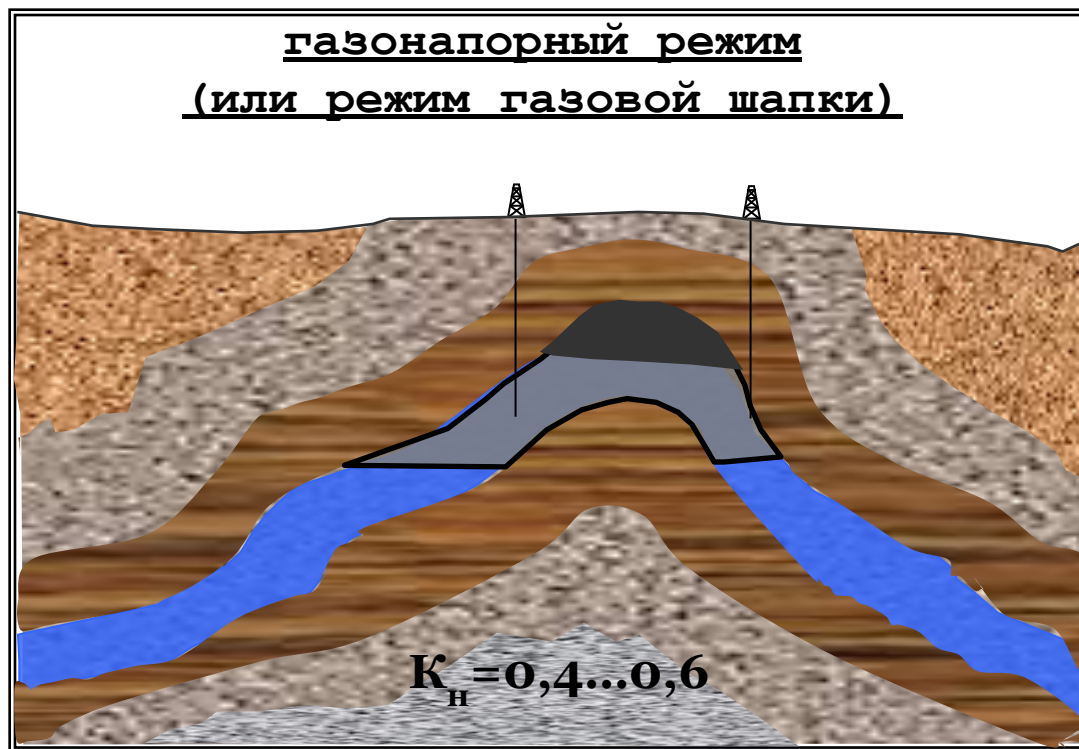


K_n - коэффициент нефтеотдачи пласта

Упругий водонапорный режим эксплуатации основан на упругом сжатии жидкости (воды) и горных пород пластов в естественном состоянии и накоплении ими упругой энергии

Упругий запас пласта - это объем жидкости, который можно извлечь из пласта за счет объемной упругости пласта и насыщающих флюидов при снижении $P_{пл}$.

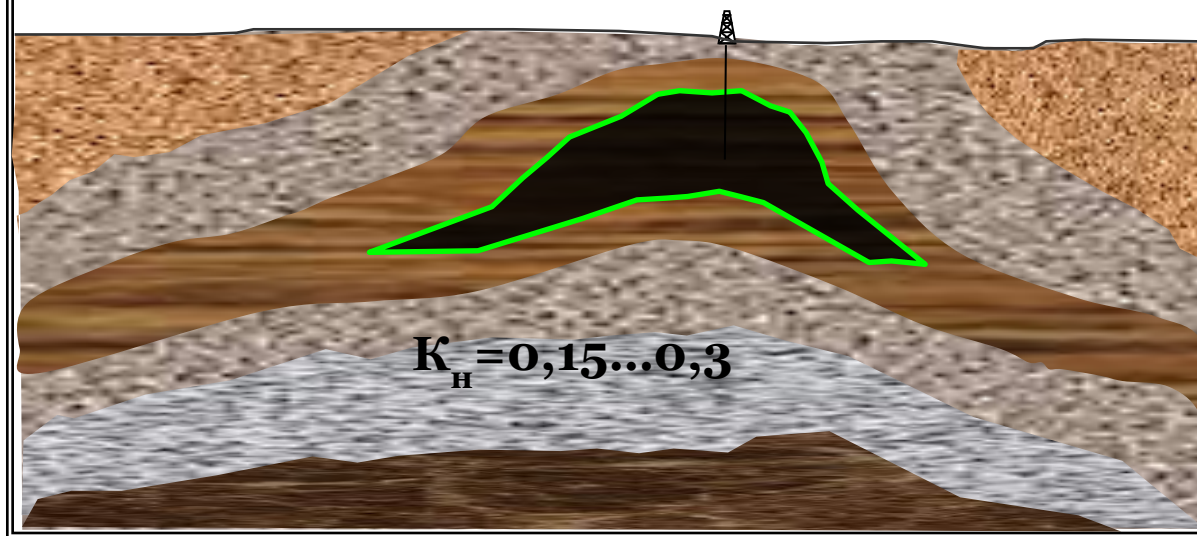
$$\Delta V_z = \beta V_n (P_0 - P_{пл})$$



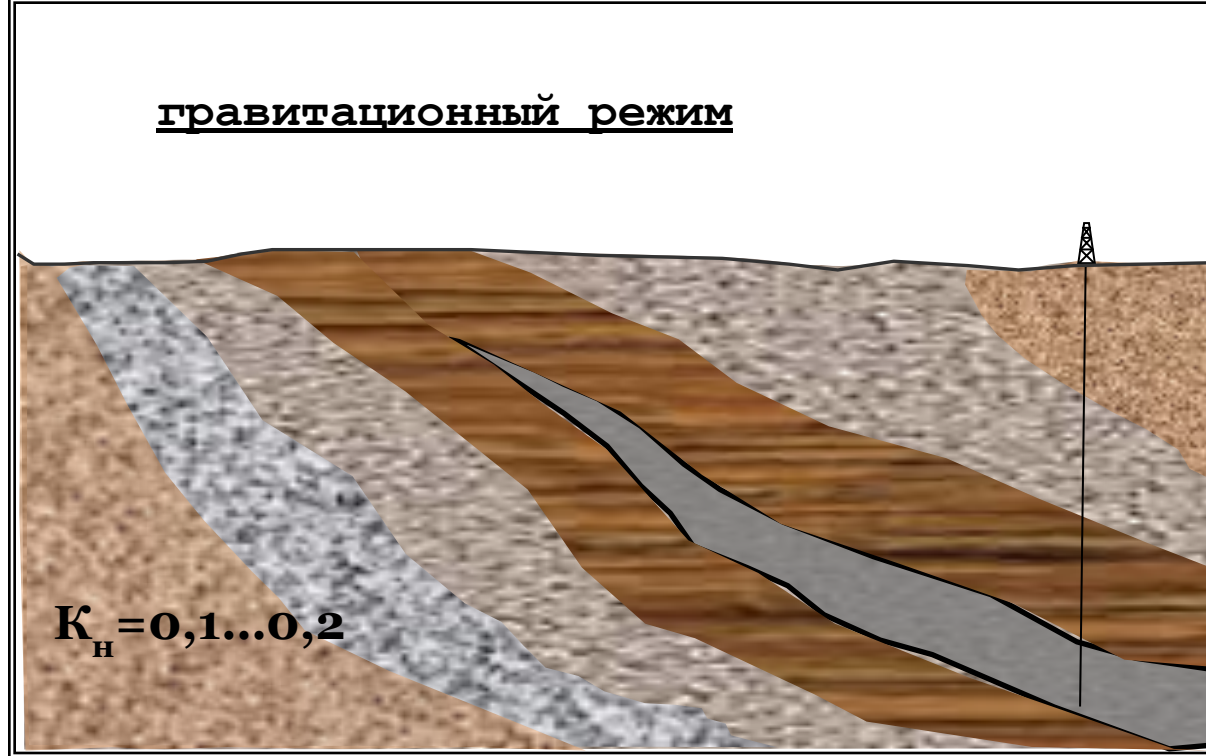
K_n - коэффициент нефтеотдачи пласта

Газонапорный режим связан с перемещением нефти в капиллярах пласта под давлением контактирующего с ней газа (расширения газовой шапки), при этом $K_n = 0,4 \div 0,7$

режим растворенного газа



Режим растворенного газа характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода. Движущей силой, способствующей перемещению нефти в пласте к забою скважины, в этом случае является растворенный газ. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа очень низкий и составляет $0,15 \div 0,3$.



Гравитационный режим эксплуатации нефтяных скважин наступает обычно при полном истощении пластовой энергии. При гравитационном режиме пласта единственной движущей силой перемещения нефти по капиллярам пласта является сила тяжести нефти в пласте. Перемещение нефти происходит только в наклонных (падающих) пластах к скважинам, расположенным в их нижних точках.

Гравитационный режим - наименее эффективный из всех режимов эксплуатации скважин ($K_n = 0,1 \div 0,2$).

Режим работы пласта определяется как искусственно созданными условиями разработки и эксплуатации месторождения, так и природными условиями. Тот или иной режим работы залежи можно устанавливать, поддерживать, контролировать и менять на другие режимы. Режим в большой степени зависит от темпов отбора жидкости и газа, а также искусственных мероприятий, проводимых в процессе разработки.

Практически в изолированном виде каждый из режимов эксплуатации встречается редко.

Виды пластовой энергии:

- напор подошвенных и краевых вод;
- энергия сжатых газов газовой шапки;
- энергия упругости сжатых горных пород и жидкостей;
- капиллярные силы/давления;
- силы гравитации;
- энергия вытесняющих агентов.

Энергии этих видов могут проявляться в залежи совместно, а энергия упругости наблюдается всегда. В нефтегазовых залежах в присводовой части активную роль играет энергия газовой шапки, а в приконтурных зонах — энергия напора или упругости пластовой воды.

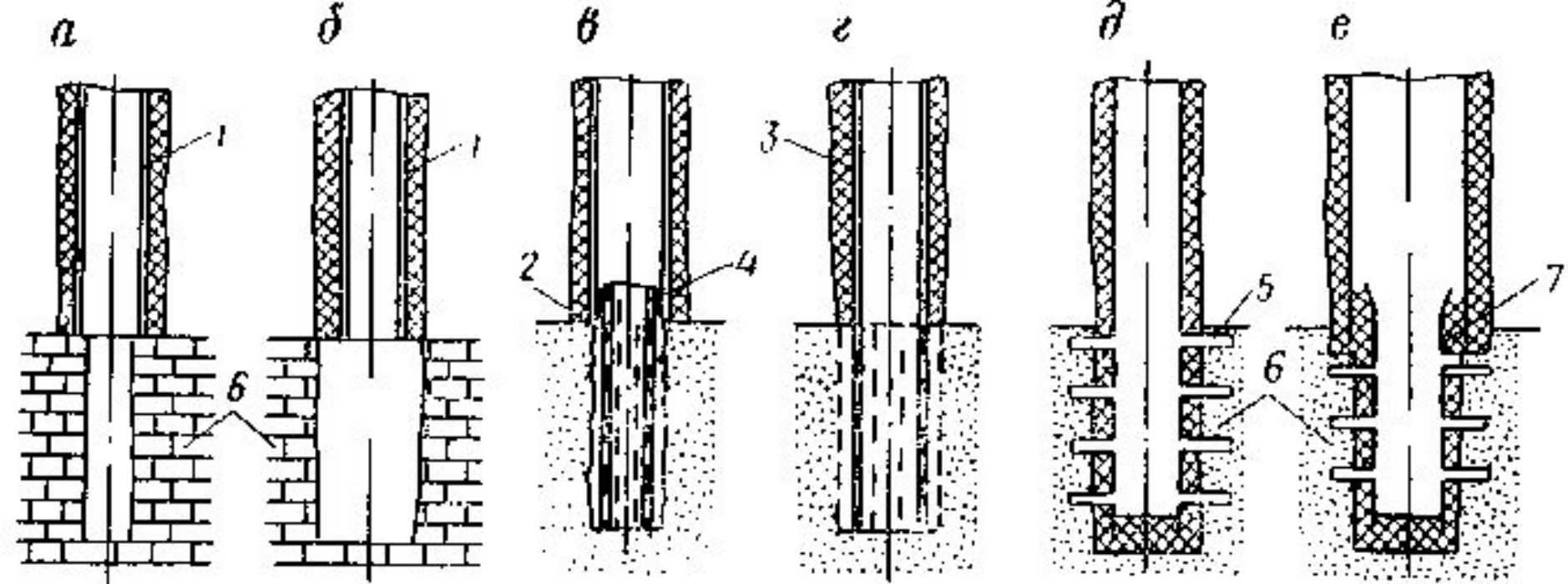
Движение жидкости и газа на конкретном участке пористой среды происходит под действием перепада давления приходящегося на единицу длины пути движения жидкости или газа (градиента давления) и направлена в сторону падения давления, т.е в сторону скважины.

Особенности разработки газовых месторождений обусловлены гораздо меньшей вязкостью и плотностью газа по сравнению с нефтью и значительной сжимаемостью. Вследствие малой плотности забойное давление близко к устьевому и приток газа возможен при пластовом давлении близком к атмосферному.

Залежи газа, содержащие растворенные жидкие углеводороды, называются газоконденсатными.

Конденсат может выделяться как на поверхности из добытого газа, так и в пласте при снижении давления.

При разработке газоконденсатных месторождений применяют два способа поддержания пластового давления: обратная закачка в пласт переработанного сухого газа (сайклинг-процесс) и заводнение залежи.



Схемы конструкций призабойной зоны скважин:

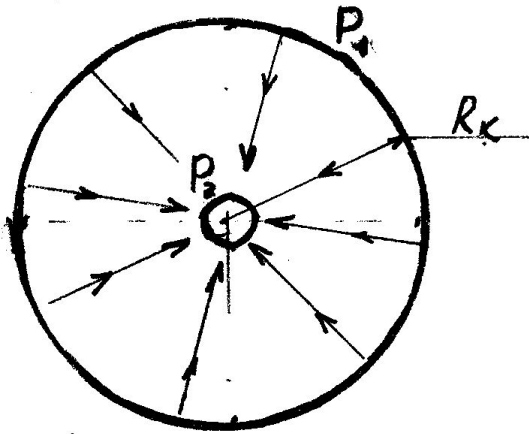
- 1 – обсадная колонна;
- 2 – фильтр;
- 3 – цементный камень;
- 4 – пакер;
- 5 – перфорационные отверстия;
- 6 – продуктивный пласт;
- 7 – хвостовик.

В закрытых забоях продуктивные пласты перекрыты сплошной колонной или хвостовиком и зацементированы. Сообщение пласта со скважиной через специально созданные в крепи каналы (д, е).

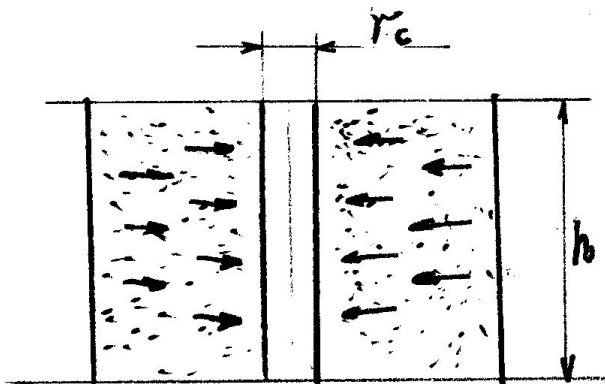
В открытых забоях продуктивные пласты не зацементированы сообщаются со скважиной по всей поверхности ствола (а, б) или через установленный в интервале пласта трубный фильтр (в, г).

Жидкости и газы в большинстве случаев имеют радиальное направление и движутся через ряд концентрически расположенных цилиндрических поверхностей, площадь которых по мере приближения к скважинам непрерывно уменьшается. Линии тока направлены по радиусам окружности, центр которых совпадает с центром скважины.

Фильтрация – движение жидкости или газа через пористую среду, сопровождающееся отложением или выпадением в пористой среде взвешенных в них твердых частиц.



Производительность добывающих скважин характеризуется их дебитом, т.е. количеством поступающих жидкости и газа в единицу времени.



В настоящее время для оценки дебита (притока) нефтяной скважины при установившемся режиме радиальной фильтрации однородной жидкости используют формулу Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln(R_k / r_c)}$$

Q – дебит скважины, м³/с;
 k – проницаемость пласта, мкм²;
 h – толщина пласта, м;
 $p_{пл}$ и $p_{заб}$ – пластовое и забойное давление, Па;
 μ – вязкость жидкости, Па·с;
 R_k – радиус контура питания, м;
 r_c – радиус скважины, м.

Пластовое давление – давление на круговом контуре, имеющим радиус R_k , забойное давление – давление на стенке скважины

Уравнение притока

$$Q = K(p_{пл} - p_{заб})^n$$

Поэтому чем выше депрессия, тем больше приток нефти на забой скважины.

Коэффициент продуктивности скважин – количество нефти и газа, которое может быть добыто из скважины при создании перепада давления на ее забое 0,1 МПа.

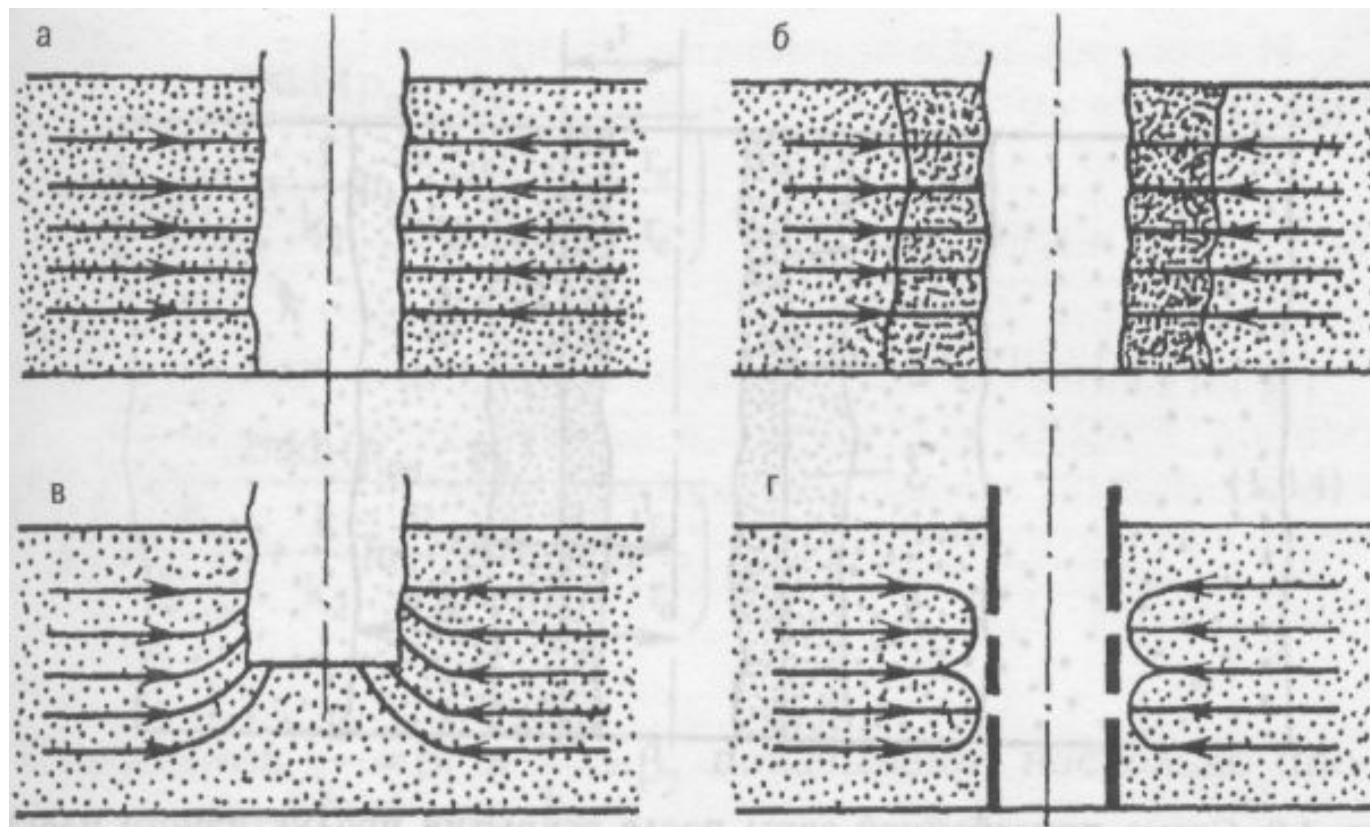
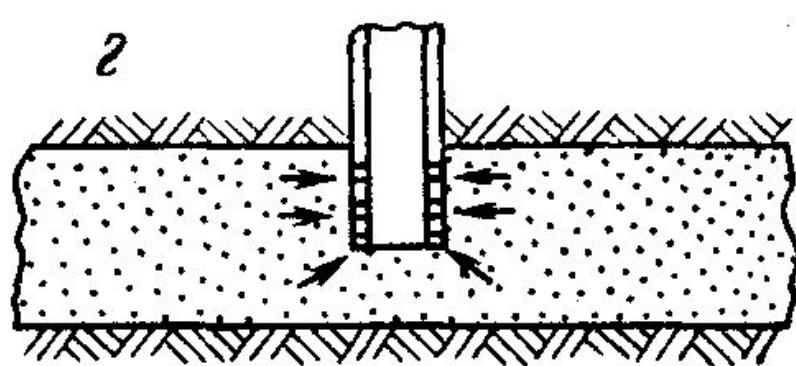
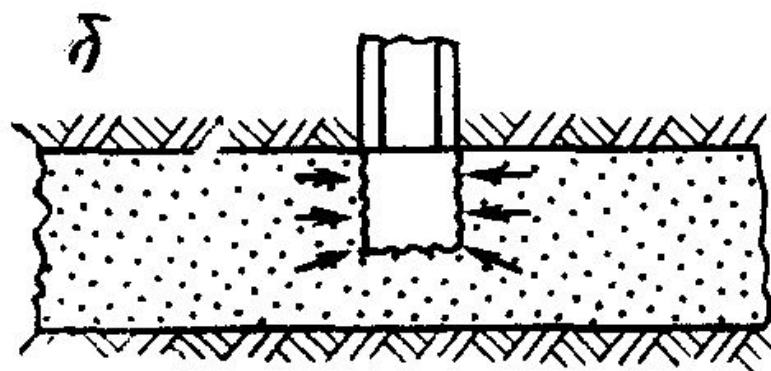
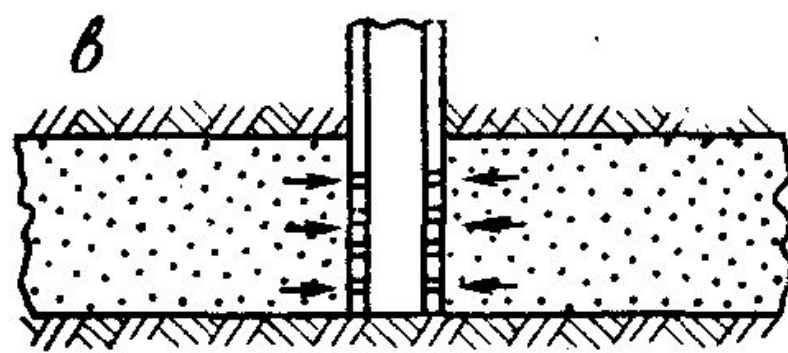
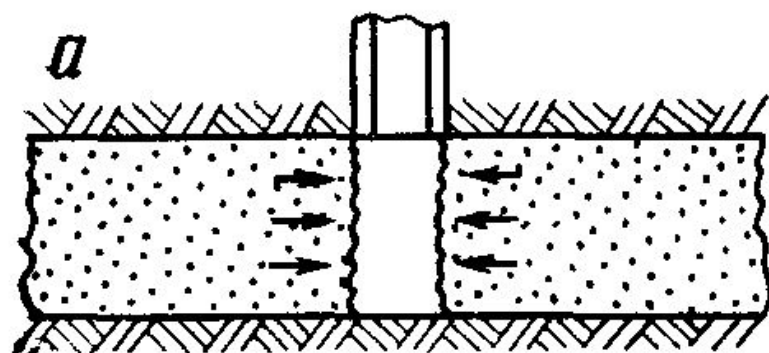
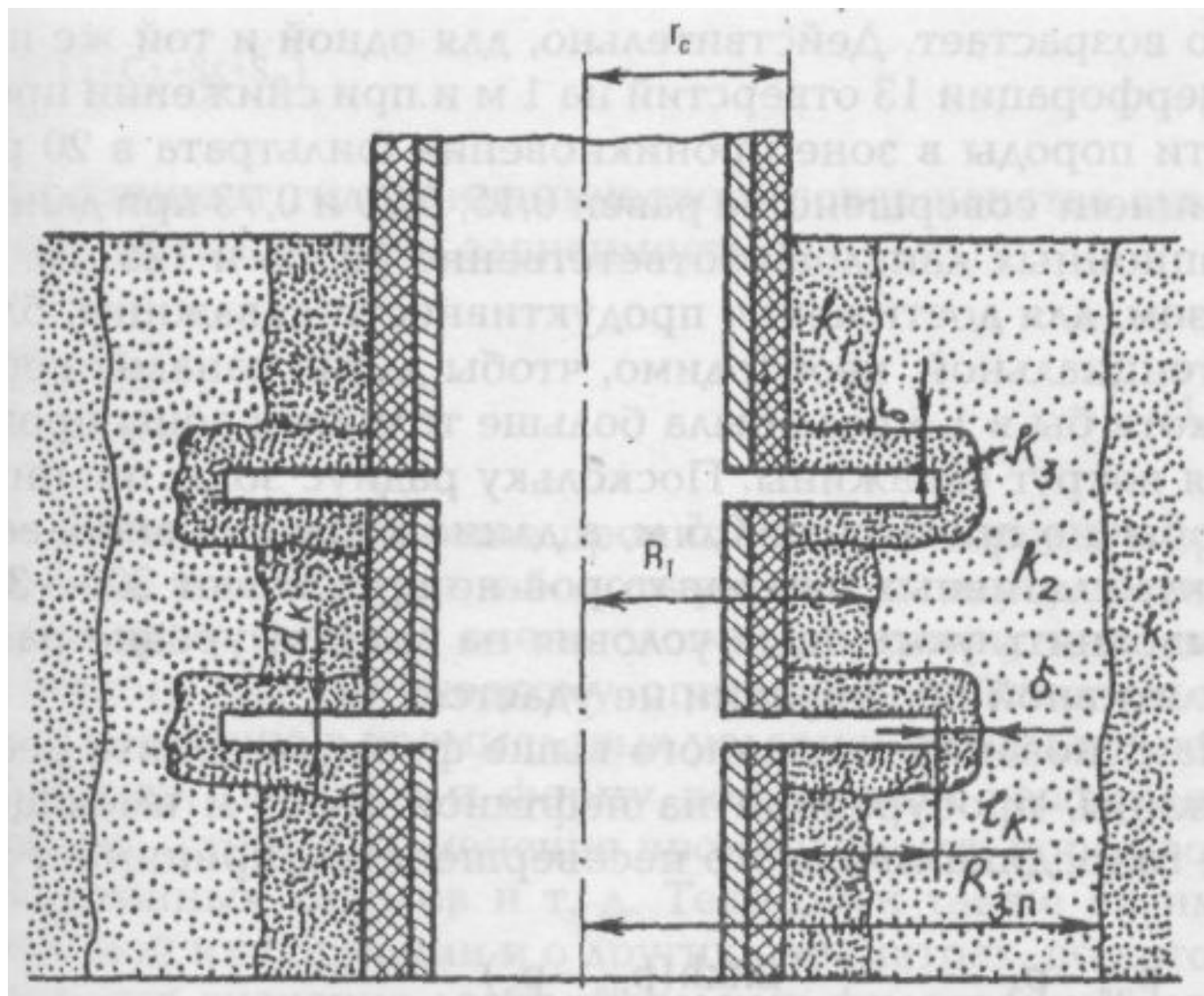


Схема притока

- (а) в гидродинамически совершенную
- (б) гидродинамически несовершенную скважину по качеству
- (в) по степени вскрытия
- (г) степени и характеру вскрытия продуктивного пласта





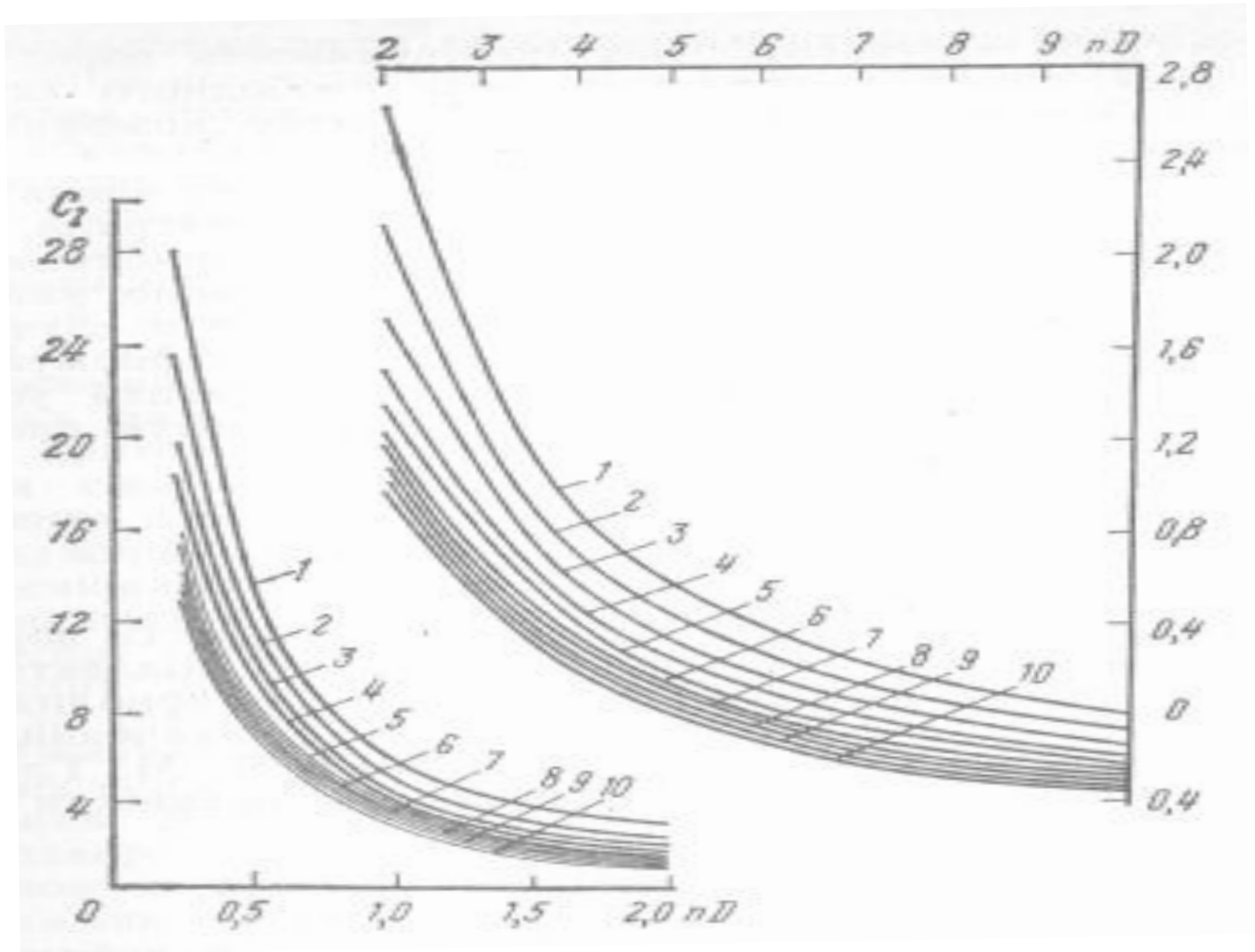
Гидродинамическое несовершенство скважин учитывается введением в знаменатель формулы дебита (5.4) дополнительного сопротивления в виде безразмерного коэффициента C .

Коэффициент C - сумма коэффициентов, учитывающих несовершенство скважины по характеру C_1 и степени C_2 вскрытия.

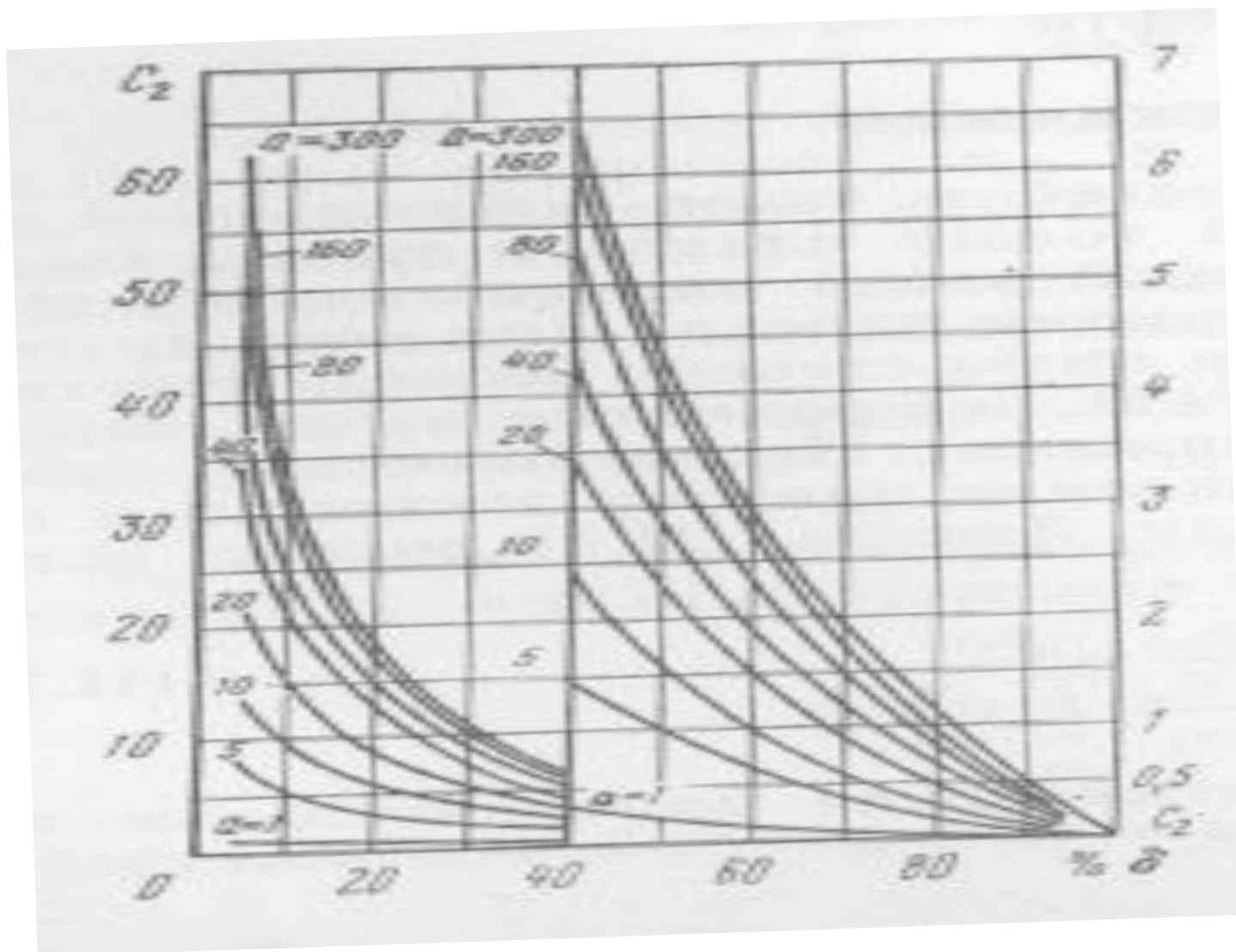
$$C = C_1 + C_2$$

На значение коэффициента C влияет число перфорационных отверстий, их диаметр, характер размещения отверстий на поверхности обсадных колонн, глубина каналов в породе, глубина вскрытия продуктивного пласта.

Определяют коэффициент C по экспериментальным графикам или кривым восстановления забойного давления.



Графики В.И.Щурова зависимости C_1 от условий перфорации обсадных труб



Графики В.И. Щурова для определения C_2

Важнейшей задачей разработки залежи является установление правильного технологического режима работы скважин и регулирования процессов разработки.

Методы гидродинамических исследований можно подразделить на две группы - при установившихся (*метод установившихся отборов*) и неуставившихся (*метод восстановления забойного давления после остановки скважины*) режимах фильтрации жидкостей и газов в пласте.

Режим эксплуатации скважины считается *установившемся*, если ее дебит и забойное давление с течением времени не меняется.

Сущность метода *установившихся отборов* заключается в определении зависимости дебита нефти (газа), газового фактора, количества выносимой воды и песка от перепада давления между пластом и забоем скважины (депрессии).

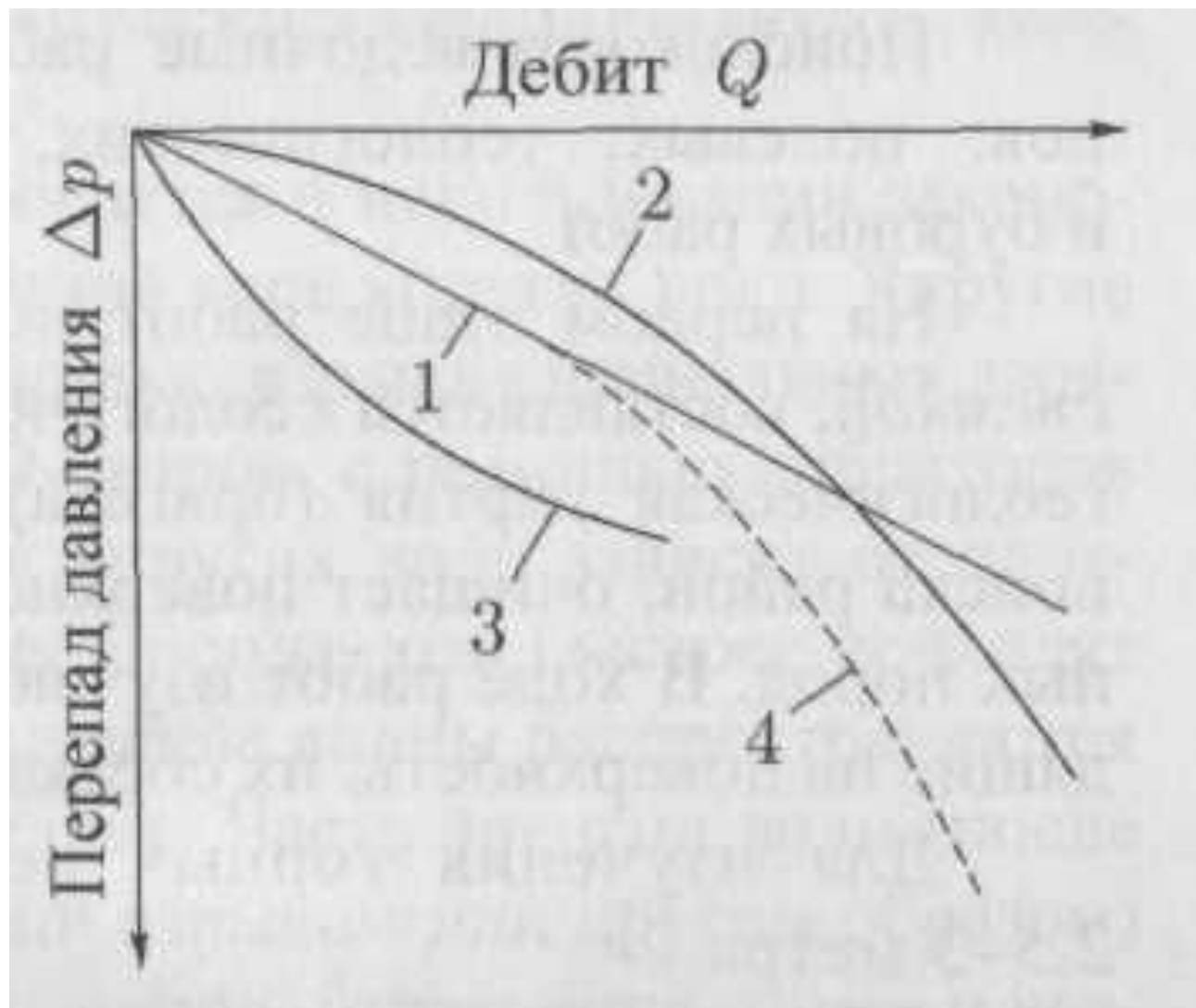


Рис. 12.11. Вид индикаторных диаграмм.

При соблюдении линейного закона фильтрации

$$Q = K \cdot \Delta P$$

При нелинейном законе фильтрации

$$Q = K \cdot P_{пл}^n$$

Исследование скважины при *неустановившемся режиме* (метод восстановления давления) основано на прослеживании скорости восстановления забойного давления во времени после остановки скважины или скорости снижения забойного давления после пуска скважины в эксплуатацию.

Пуск или остановка одной или группы скважин оказывает влияние на показатели работы соседних. Изучение пластов по результатам наблюдений за взаимодействием скважин принято называть *гидропрослушиванием* (гидроразведкой).

При постоянном дебите изменение давления со временем на забое скважины описывается уравнением:

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_c^2}$$

χ — коэффициент пьезопроводности пласта;

$$\chi = \frac{k}{[\mu(m\beta_{жс} + \beta_c)]}$$

m — пористость;

$\beta_{жс}, \beta_c$ — коэффициенты сжимаемости жидкости и объемной упругости пористой среды (остальные обозначения прежние).

В случае газовой скважины

$$p^2(t) - p^2_0 = \frac{q\mu_z p_{CT} T_{nl}}{2\pi kh T_{CT}} \ln \frac{2.25\chi}{r_{np}^2} + \frac{q\mu_z p_{CP} T_{nl}}{2\pi kh T_{CT}} \ln t$$