

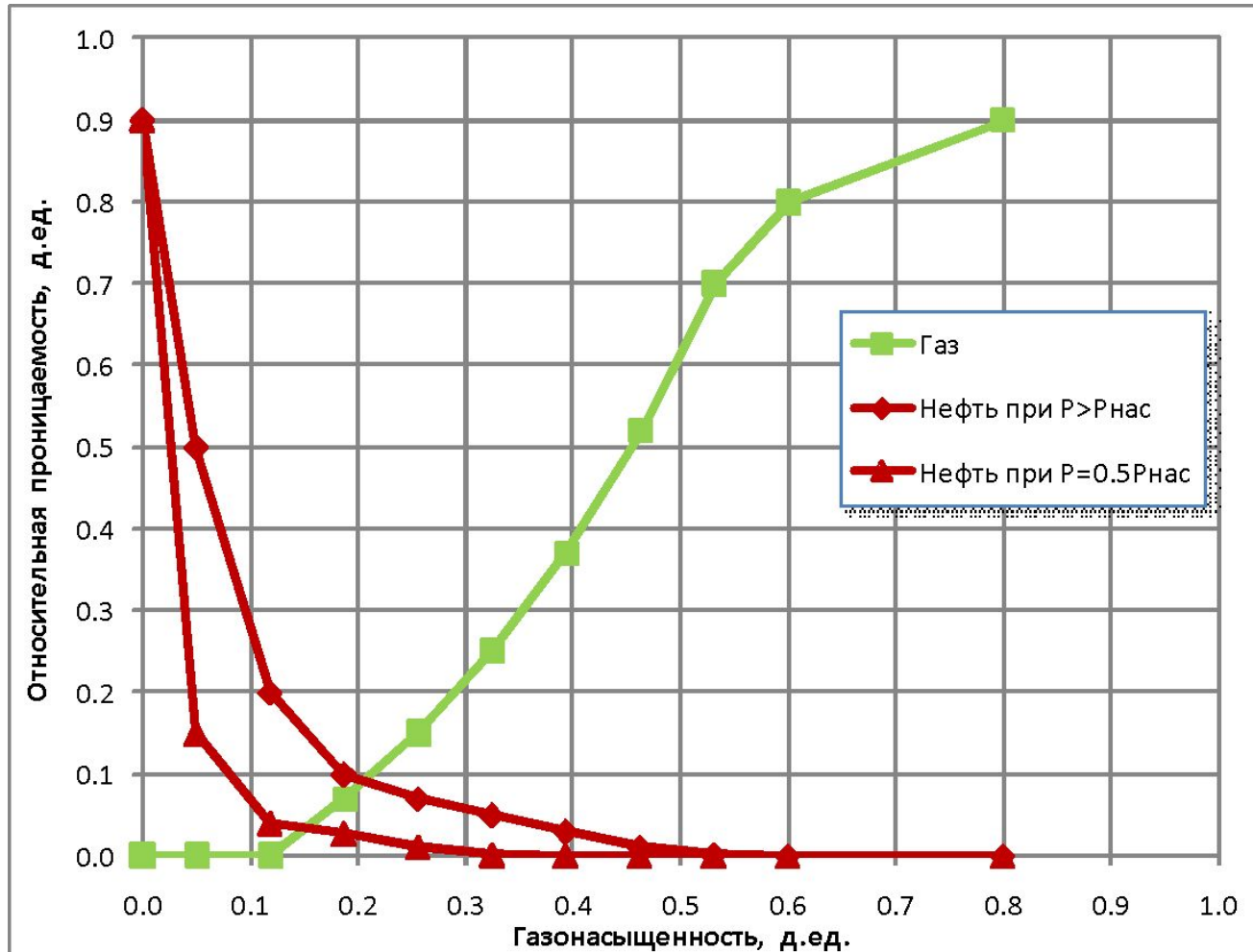
**Обоснование режимов  
работы добывающих  
скважин при снижении  
забойного давления ниже  
давления насыщения  
пластовой нефти газом**

# Индикаторная линия

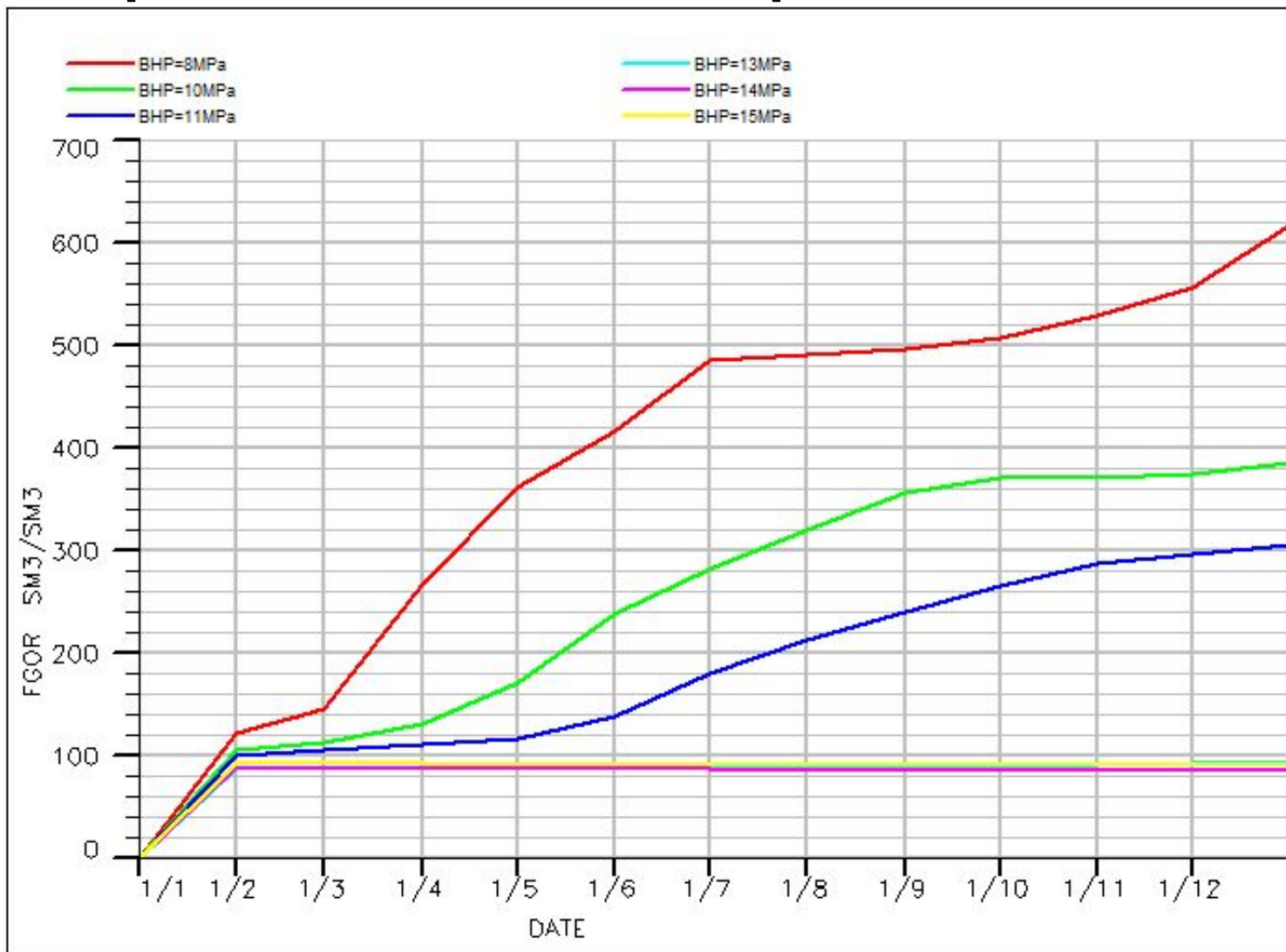
1. Зависимость дебита от депрессии имеет подковообразный (серпообразный) вид:
  - При депрессии меньше критической с ростом депрессии прирост дебита по нефти уменьшается – индикаторная линия выпуклая к оси дебитов; газовый фактор скважины можно считать постоянным.
  - При депрессии больше критической с ростом депрессии дебит по нефти уменьшается.

Обычно минимальное забойное давление составляет  $(0.8-0.75) P_{нас}$ . Это связано с изменением ФЕ и физических свойств нефти при выделении из нее компонент нефтяного газа - растут плотность и вязкость нефти, снижается объемный коэффициент нефти, а также увеличивается доля остаточной нефти.

# ОФП системы нефть-газ



# Динамика газового фактора при различных депрессиях



Приток газированной жидкости (нефти) -  $\Gamma_0 = \text{const}$   
(1-ая область индикаторной линии)

$$q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \int_{P_3}^{P_K} \frac{k^*_H(P)}{\mu_H(P) \cdot b_H(P)} dP}{\ln \frac{R_K}{r_{np}}},$$

где (интеграл) – депрессия, выраженная в функциях Христиановича.

# Приток газированной жидкости (нефти)

$$q_H \approx \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \int_{P_3}^{P_K} k_H^*(P) dP}{\mu_H \cdot b_H \cdot \ln \frac{R_K}{r_{пр}}}$$

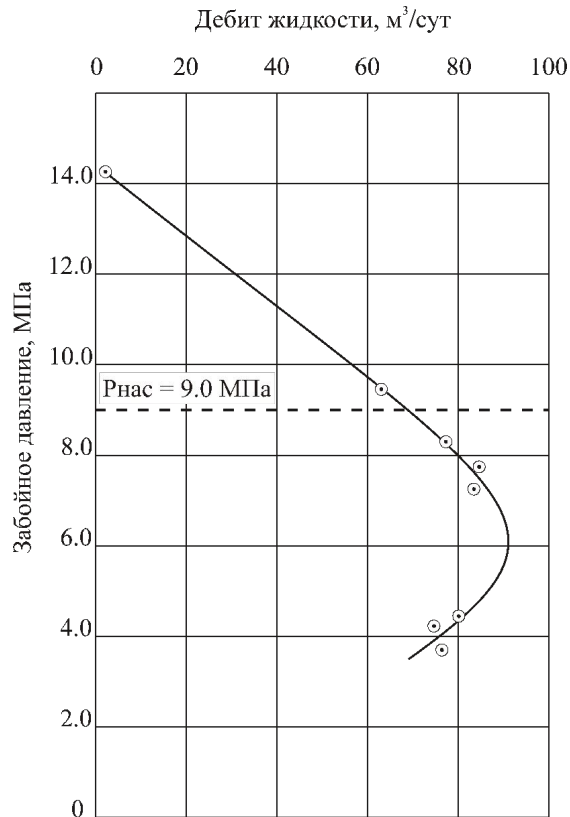
где  $k$ ,  $h$  – соответственно проницаемость пласта в объеме дренирования и нефтенасыщенная толщина пласта;

$R_K$  – половина расстояния между скважинами;

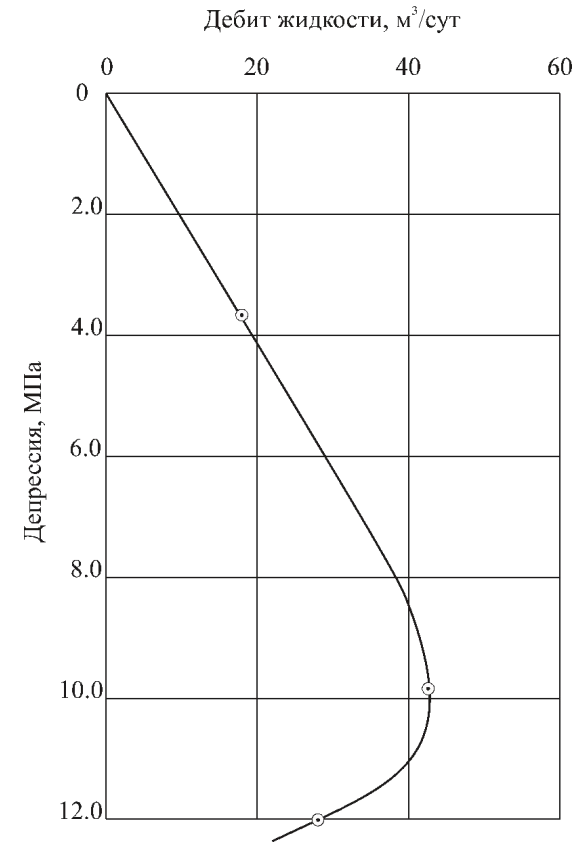
$k_H^*(p)$  – относительная фазовая проницаемость по нефти.

Это допустимо, т.к. диапазон изменения давления от насыщения незначительный.

# Результаты гидродинамических исследований скважин при забойном давлении ниже давления насыщения пластовой нефти газом (промыслов. опыт)

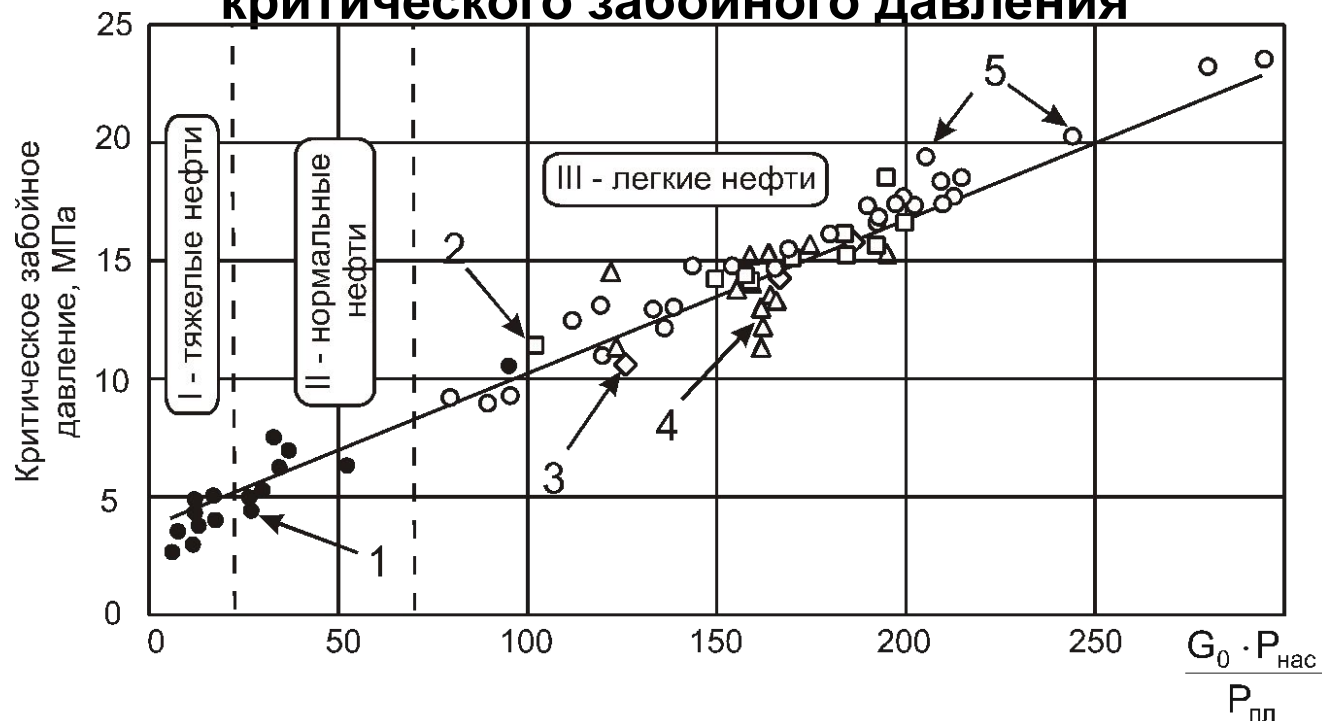


Индикаторная диаграмма скв. №14047  
 Абдрахмановской площади  
 Ромашкинского месторождения  
 ( $P_{нас} = 9 \text{ МПа}$ )



Индикаторная диаграмма скв. №1357/74  
 Вынгапуровского месторождения  
 ( $P_{нас} = 18 \text{ МПа}$ )

## Экспериментальная зависимость для определения критического забойного давления



Изменение критического забойного давления в добывающих скважинах в зависимости от  $\frac{G_0 \cdot P_{нас}}{P_{пл}}$ : 1 - месторождения Урало-Поволжья, 2 - Вынгапуровское месторождение, 3 - Северо-Варьеганское месторождение, 4 - Варьеганское месторождение, 5 - Талинское месторождение

$$P_{заб}^{крит} = 3.5 + \frac{68.33 \cdot 10^{-3} \cdot G_0 \cdot P_{нас}}{P_{пл}}$$



# $P_{\text{заб}}$ минимальное

По экспериментальной зависимости может приближенно оцениваться минимальное забойное давление – область рациональной депрессии.

Исходные данные для построения эмпирической зависимости – это фактические подковообразные и серпообразные индикаторные линии.

# Построение прогнозных индикаторных диаграмм методом ПССС

1. Задается шаг по депрессии (на практике обычно 0.5 МПа). Шаг задается таким, чтобы РVT свойства и ФЕС можно было определять при среднем давлении. Например, при  $P_{пл}=15$  МПа рассчитывается кн от 14.75 МПа, далее от 14,25 и т.д
2. Для каждого среднего давления рассчитываются проницаемость по нефти или (если необходимо) относительная фазовая проницаемость по нефти (по предварительно полученным зависимостям).
3. При каждом приращении депрессии рассчитывается приращение дебита по формуле Дюпюи. Естественно, что приращение дебита на каждом шаге приращения депрессий снижается (выпуклая к оси дебитов индикаторная линия.).

Рассмотрим этот метод при построении прогнозных индикаторных диаграмм при забойном давлении ниже давления насыщения пластовой нефти газом.

## Методика построения индикаторной диаграммы в рациональной области методом ПССС

1. Задается шаг по депрессии, например, 0.5МПа.
2. Определяются средние условия по давлению на каждом шаге.  
На первом шаге среднее давление равно  $(P_{нас}-0.25)$ ;  
На втором шаге среднее давление равно  $(P_{нас}-0.75)$  и т.д.
3. Оценивается значение  $k_H^*$  ОФП по нефти при соответствующем среднем давлении.

$$k_H^*(P_{1cp})$$

Для этого используется формула для газового фактора. При каждом среднем давлении в области рациональной депрессии изменяется отношение фазовой проницаемости по газу к фазовой проницаемости по нефти, причем газовый фактор остается постоянным по условию.

4. Рассчитывается дебит скважины при каждой депрессии по формуле Дюпюи.
5. Оценивается размер области двухфазной (жидкость-газ) фильтрации - (радиус насыщения).
6. Депрессия увеличивается на шаг по депрессии и расчеты в соответствии с поз. 2- 5 повторяются.

# Постоянный газовый фактор на каждом $i$ -ом шаге по давлению

$$\Gamma_0 = \frac{q_{\Gamma 0}}{q_{\text{нд}}}$$

$$\Gamma_0 = \frac{k_{\Gamma}^*(s_{\text{H}}(\bar{P}_i)) \cdot \mu_{\text{H}}(\bar{P}_i) \cdot b_{\text{H}}(\bar{P}_i) \cdot \frac{\bar{P}_i \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z(\bar{P}_i, T)} + V_{\text{гр}0}(\bar{P}_i)}{k_{\text{H}}^*(s_{\text{H}}(\bar{P}_i)) \cdot \mu_{\Gamma}(\bar{P}_i)}$$

где  $P_0, T_0$  – соответственно давление и температура при нормальных условиях;

$q_{\Gamma 0}$  ( $q_{\text{нд}}$ ) – производительность скважины по газу при нормальных условиях (дебит нефти дегазированной).

$z(P, T)$  – коэффициент сверхсжимаемости газа.

$$V_{\text{гр}0}(\bar{P}_i) = \frac{\Gamma_0}{P_{\text{нас}}} \bar{P}_i$$

# Примечания

Примечание 1:

Формула для газового фактора получена с учетом метода ПССС, при котором для каждого шага по депрессии дебиты рассчитываются по формуле Дюпюи.

Примечание 2:

Метод ПССС эквивалентен осреднению относительной фазовой проницаемости по давлению в области рациональных забойных давлений (формулы для расчета дебита с интегралом).

Примечание 3:

Исходными данными для расчетов являются ОФП системы “нефть-газ”.

# Размер области двухфазной фильтрации

$$R_{\text{нас}} = \left( \sigma_{\text{к}} \cdot r_{\text{с пр}}^A \right)^{\frac{1}{A+1}}$$

$$A = \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{нас}}}{\mu_{\text{н}}(P_{\text{нас}}) \cdot b_{\text{н}}(P_{\text{нас}}) \cdot \int_{P_{\text{с}}}^{P_{\text{нас}}} k_{\text{н}}^*(P) dp}$$

Формула выводится на основе материального баланса: приток жидкости к изобаре с давлением насыщения под действием депрессии ( $P_{\text{к}} - P_{\text{нас}}$ ) должен быть равен притоку жидкости (нефти) к забою под действием депрессии ( $P_{\text{нас}} - P_{\text{с}}$ ).

# Пример расчетов

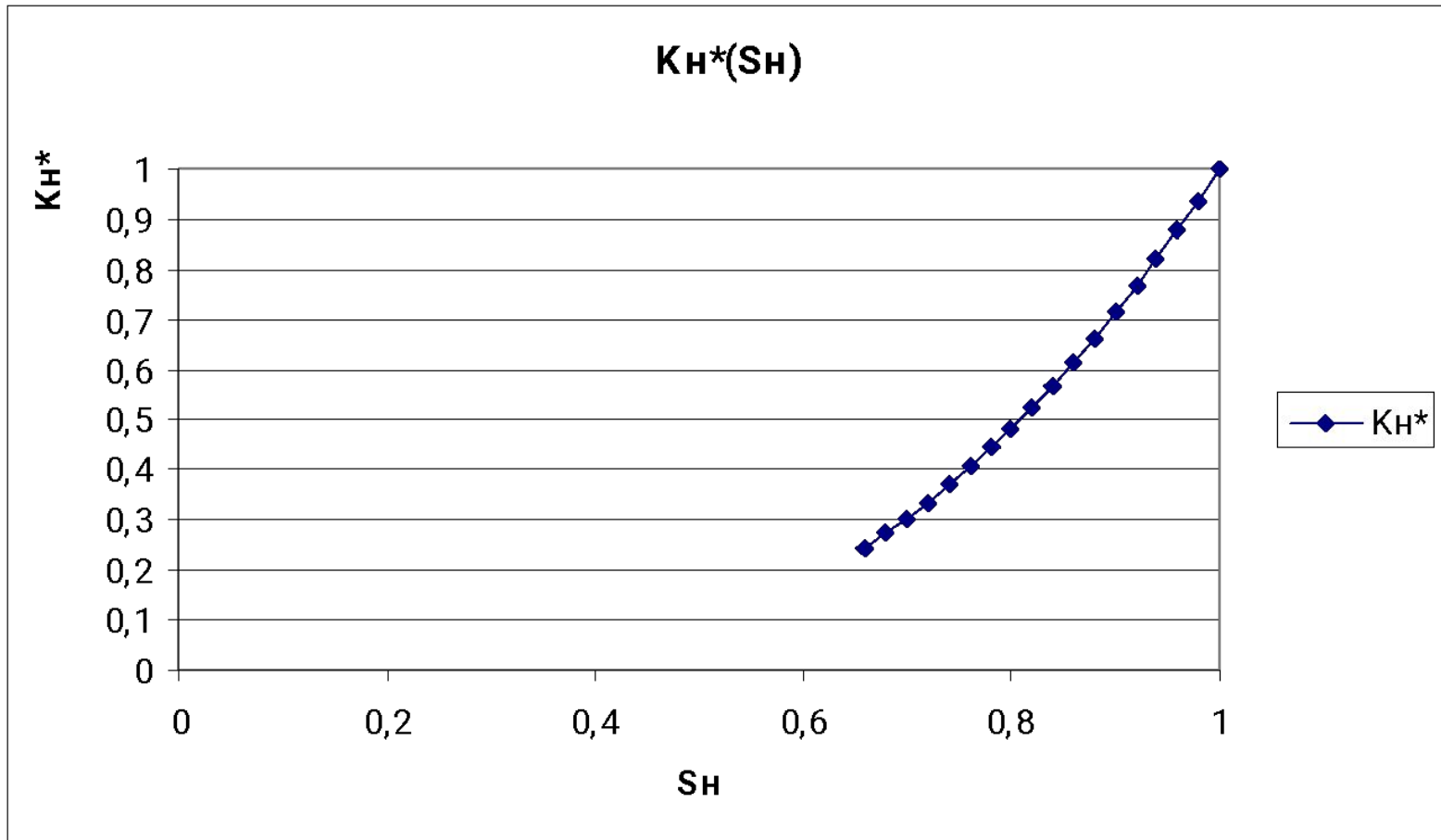
0,001	Па*с	вязкость нефти в пластовых условиях		
0,000015	Па*с	вязкость газа в пластовых условиях		
200	м3/м3	газовый фактор		
0,2		нефтенасыщенность конечная		
101325	Па	атмосферное давление		
1	кг/м3	плотность газа		
250	м	расстояние до контура питания		
0,1	м	радиус скважины		
1E-13	м2=100мД	абсолютная проницаемость		
10	м	толщина пласта		
0,8		коэффициент сверхсжимаемости газа		
330	К	пластовая температура		
<b>Рнас, 10 Мпа - давление насыщения пластовой нефти газом.</b>				

# ОФП системы “нефть-газ”

SH	кг/кН	КН*
1	0	1
0,98	0,000495	0,93766
0,96	0,002114	0,87782
0,94	0,00509	0,82041
0,92	0,0097	0,76541
0,9	0,01628	0,71274
0,88	0,02521	0,66236
0,86	0,03702	0,61422
0,84	0,05226	0,56826
0,82	0,07166	0,52445
0,8	0,09613	0,48272
0,78	0,1267	0,44302
0,76	0,1649	0,40532
0,74	0,2122	0,36953
0,72	0,271	0,33564
0,7	0,3439	0,30358
0,68	0,4347	0,2733
0,66	0,548	0,24475

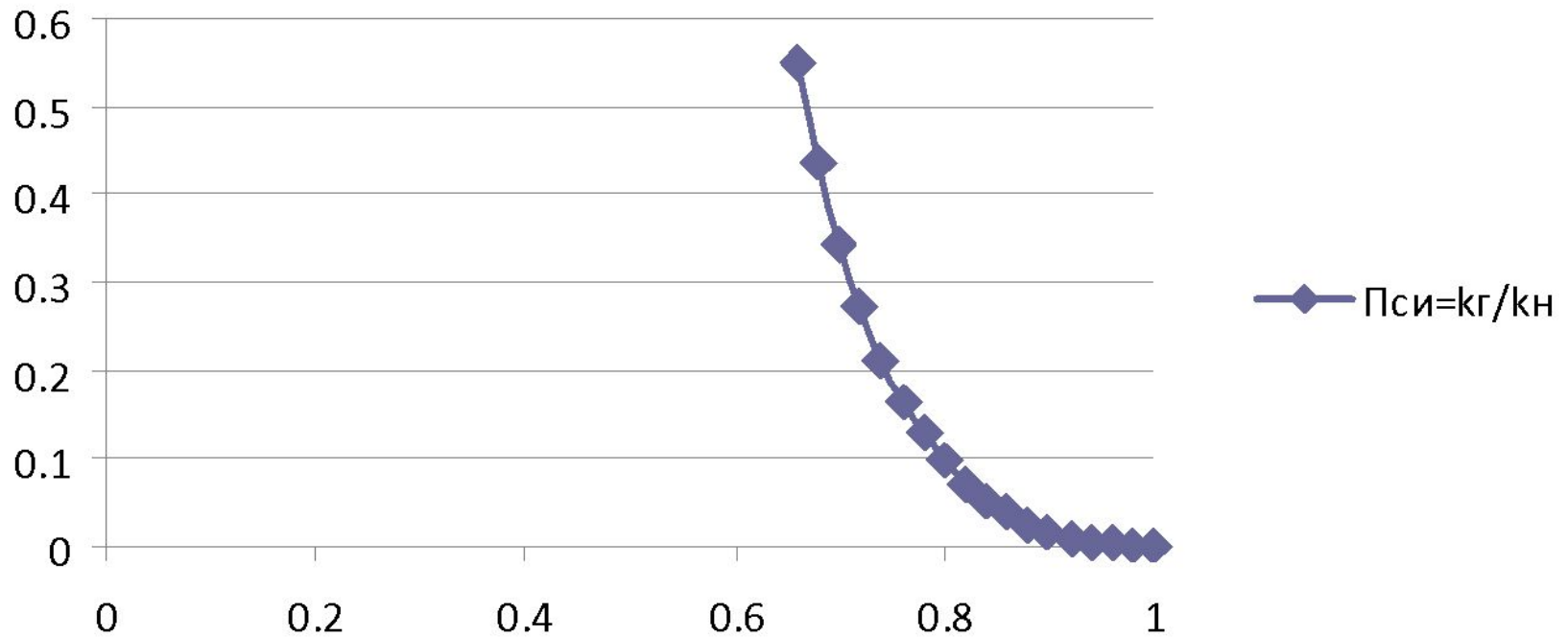


# Зависимость $k_H^*(S_H)$ – по ОФП



# Зависимость пси от нефтенасыщенности (по ОФП)

Зависимость пси от нефтенасыщенности



# Расчеты

1. Задается шаг по депрессии -1МПа
2. Рассчитывается значение  $\psi_1(\bar{P}_1), \bar{P}_1 = 9,5 \text{ МПа}$  по формуле

$$\Gamma = \frac{k_{\Gamma}^*(s_H)}{k_H^*(s_H)} \cdot \frac{\mu_H(P)}{\mu_{\Gamma}(P)} \cdot b_H(P) \cdot \frac{P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z(P, T)} + \alpha_o \cdot P$$

3.  $\text{ПСИ}(S_H) = 0.011852$
4. При найденном значении 0.011852 с помощью рис.2 определяется нефтенасыщенность при  $P=9.5 \text{ МПа}$  и ОФП по нефти (построить по исх. данным  $k_H(s_H)$  по ОФП (рис.1)).

Эти зависимости целесообразно аппроксимировать по МНК (полиномом).

# Расчет

$$k_H^* = 0.87 - ?$$

- Рассчитывается дебит по приближенной формуле ( ) по 1-вой трапеции (при депресс. 1МПа)

$$q_H \approx \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \int_{P_3}^{P_K} k_H^*(P) dP}{\mu_H \cdot b_H \cdot \ln \frac{R_K}{r_{\text{пр}}}}$$