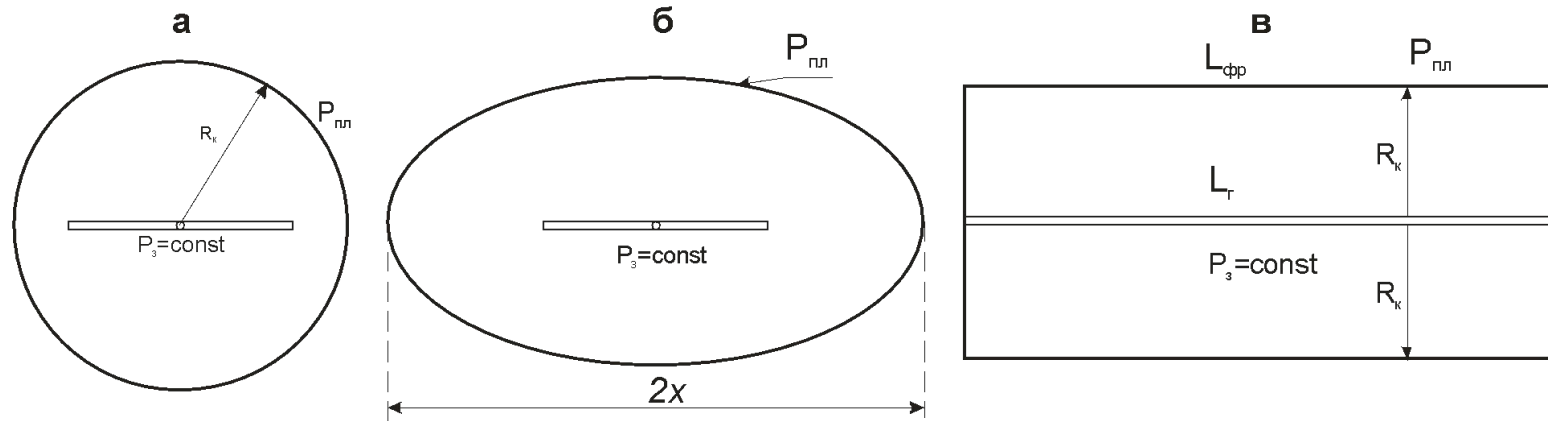


**Факторы, влияющие на
производительность горизонтальных
скважин, и приближенный учет этих
факторов**

Принятые формы зоны дренирования горизонтальным стволом

Для определения связи между скоростью фильтрации и градиентом давления использованы три разновидности формы зоны дренирования горизонтальным стволом, в частности, они принимались в форме круга, эллипса и прямоугольника, что позволяет при заданном постоянном забойном давлении получить сравнительно простые расчетные формулы для определения дебита таких скважин.



Схемы принятых форм зоны дренирования горизонтальной скважиной для решения задач фильтрации нефти и газа к горизонтальному стволу

а – круговая; б – в виде эллипса; в – прямоугольная

При принятых формах зоны дренирования в виде круга, эллипса и постоянном по длине горизонтального участка ствола забойном давлении, т.е. $P_3(L_T)=const$, предложенные формулы для определения дебита нефти, пригодны только при определенном диапазоне длины, в частности, для эллиптической формы только в диапазоне $0,3 \leq 2x \leq 0,7$. Для других размеров зоны дренирования в виде круга и эллипса расчет дебита приводит к неприемлемым ошибкам или отрицательным результатам, где

$$x=2A/L \text{ и } A = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}$$

Принятие зоны дренирования в виде прямоугольника исключает результаты с большими ошибками. Однако, эта схема задачи притока нефти или газа к горизонтальной скважине также предусматривает постоянство забойного давления по длине горизонтального участка и полного вскрытия фрагмента залежи в виде прямоугольника

К принятым к настоящему времени формам зоны дренирования горизонтальной скважиной относится и веерное размещение горизонтальных стволов, в основном, при освоении шельфовых месторождений, а также на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении и на Кущевском подземном хранилище.

Если других вариантов размещения горизонтальных скважин кроме секторной формы на рассматриваемом объекте нет, то необходимо максимально избежать взаимодействия между скважинами. Исключить взаимодействие скважин при их веерном размещении возможно только путем отдаления входа горизонтального ствола в пласт от центра сектора.

Проведенные на примере параметров пластов Оренбургского месторождения математические эксперименты показали, что взаимодействие горизонтальных стволов становится весьма незначительным при расстоянии от центра сектора до входа горизонтального ствола в пласт для названного месторождения составляет $R_{удал} \geq 250$ м. Эта величина в определенной степени зависит от фильтрационных свойств вскрываемых пластов и создаваемых депрессий на пласт.

О полноте вскрытия горизонтальных скважин.

Значительные длины фильтра при вскрытии пласта горизонтальной скважиной способствуют не только получению больших дебитов по сравнению с дебитами вертикальных скважин, но и потерям давления по длине горизонтального ствола. Изменение забойного давления по длине горизонтального участка ствола приводит к образованию зоны дренирования, отличной от формы зоны, образующейся при работе вертикальных скважин.

Для горизонтальных стволов понятие о степени вскрытия условно может быть заменено полнотой вскрытия удельной площади, приходящейся на долю рассматриваемой скважины,

От полноты вскрытия фрагмента горизонтальной скважиной существенно зависит ее производительность. На рисунках показана полнота вскрытия горизонтальным стволом полосообразной и секторной форм фрагмента залежи.

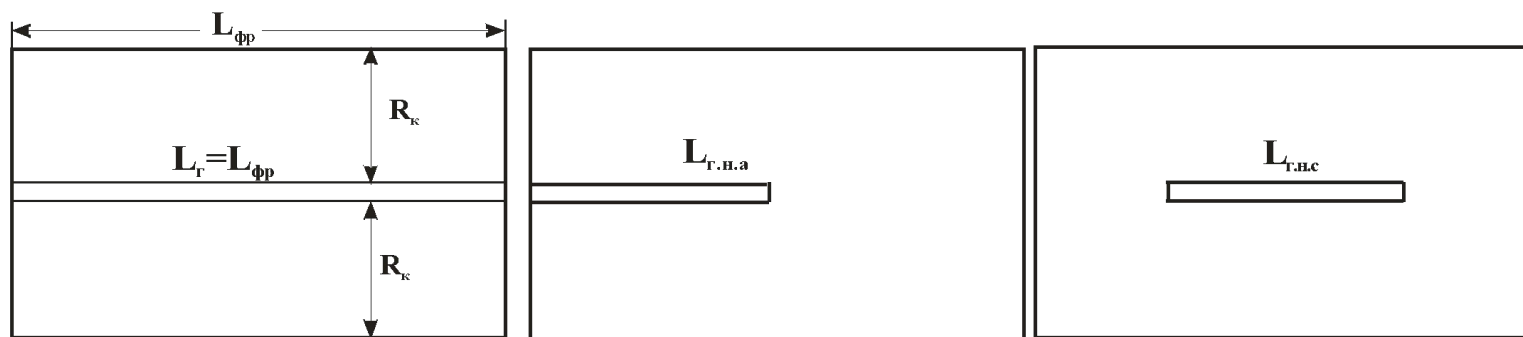
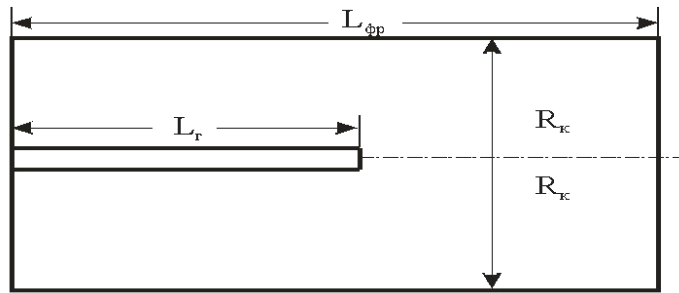
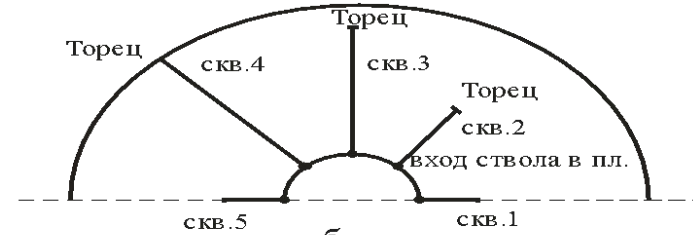
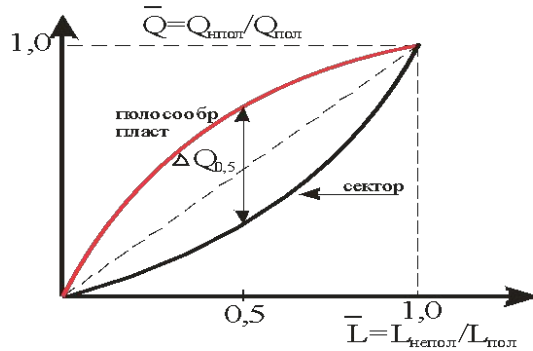


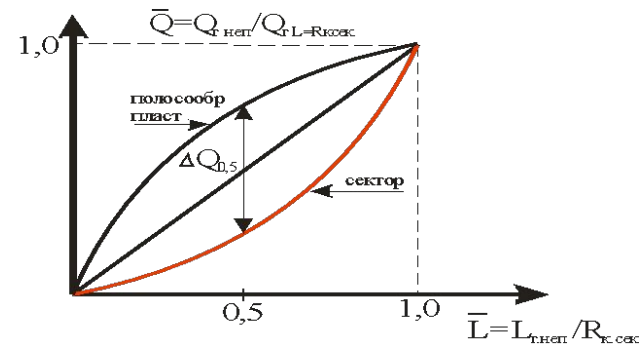
Схема полноты вскрытия полосообразного фрагмента пласта горизонтальным стволом:
а – полное вскрытие; б – неполное асимметричное; в – неполное симметричное по длине фрагмента.



а



б



Схемы неполного вскрытия полосообразного пласта (а) и сектора (б) горизонтальным стволом и характеры изменения относительных дебитов нефти и газа \bar{Q} от относительного вскрытия \bar{L} соответственно

В большинстве случаев возникают геологические, технические или технологические условия, при которых полнота вскрытия сектора горизонтальным стволом нецелесообразна.

К настоящему времени аналитические методы определения производительности горизонтальных скважин, не полностью вскрывших фрагмент залежи, имеющей форму сектора, не разработаны.

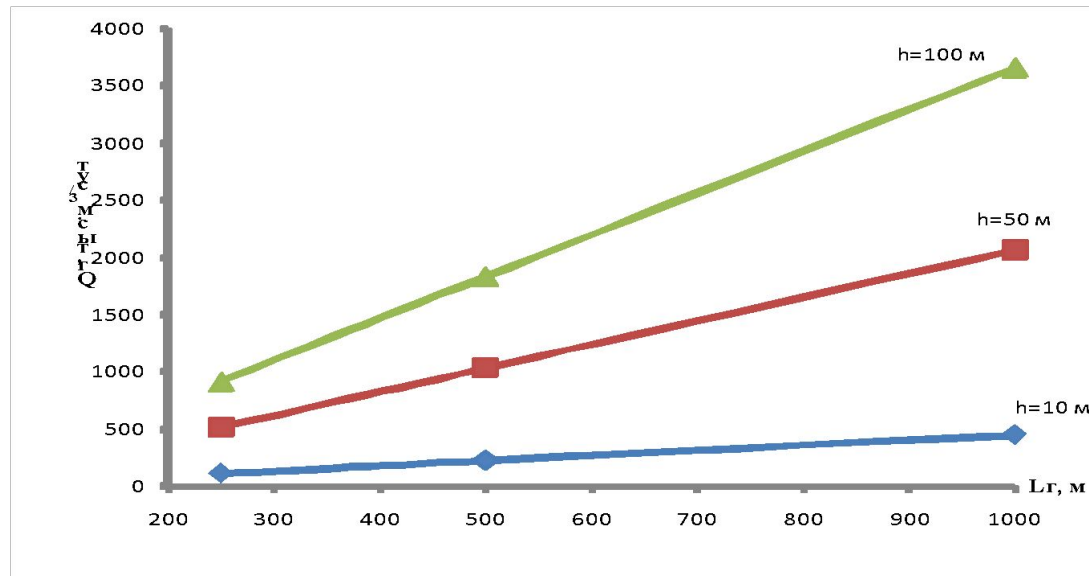
Задача была решена численным методом, путем создания геолого-математической модели фрагмента, имеющей форму сектора.

Полученные при этом сравнительно точные результаты представлены в виде графических зависимостей относительного дебита горизонтальной скважины $\bar{Q} = Q_{\text{непол.}} / Q_{\text{пол.}}$ от относительного вскрытия сектора $\bar{L} = L_{\text{гор}} / R_{\text{к сек}}$ для различных пластов.

Зависимость производительности от толщины пласта и длины горизонтального ствола

Из уравнения притока к вертикальной скважине следует, что чем меньше h , т.е. толщина пласта, тем больше коэффициенты фильтрационного сопротивления a_B и b_B и тем меньше дебит скважины при заданной депрессии на пласт.

Производительность горизонтальных скважин аналогичным больше зависит от длины горизонтального участка ствола L_2 , а не от толщины пласта. Это означает, что горизонтальные скважины могут быть размещены и на приконтурных участках залежи, где, как правило, толщина продуктивного пласта меньше, чем в центральном участке структуры.

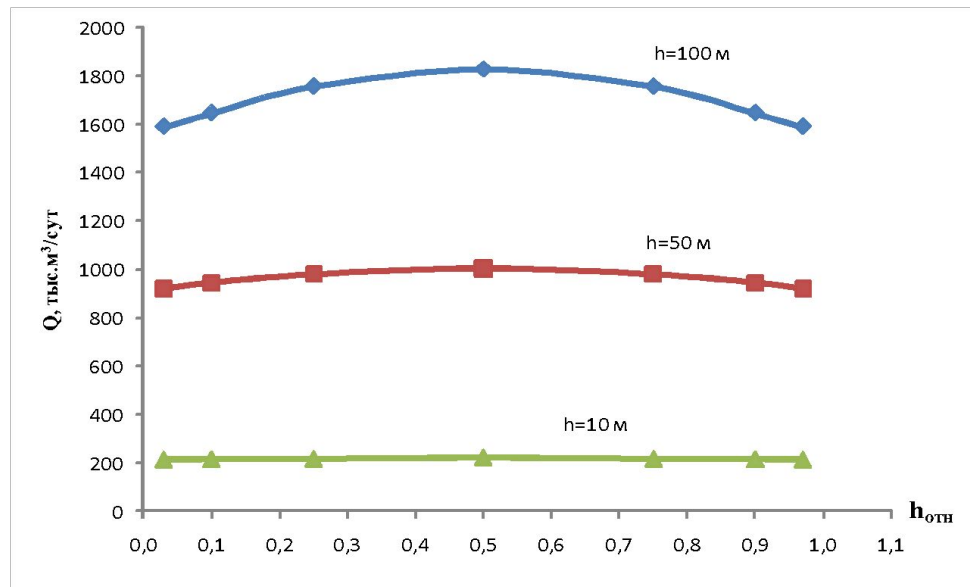


Зависимость производительности горизонтальной скважины от длины горизонтального участка ствола с симметричным расположением в пластах с различными толщинами

Таким образом, увеличение толщины пласта с $h=10$ м до $h=100$ м, т.е. в 10 раз ($\Delta P = 2$ атм) приведет к росту дебита с $Q(h=10 \text{ м})=450$ тыс.м³/сутки до $Q(h=100 \text{ м})=3200$ тыс.м³/сутки, т.е. в $\square Q=Q(h=100 \text{ м})/Q(h=10 \text{ м})=7,1$ раз.

Увеличение длины ствола в 3 раза приводит к увеличению дебита в 4 и более раз.

Размещение горизонтального ствола по толщине пласта и его влияние на производительность скважин может быть оценено приближенным и точным методами. Влияние размещения горизонтального ствола по толщине на производительность связано с изменением величин коэффициентов фильтрационного сопротивления из-за изменения геометрических размеров путей фильтрации газа и нефти к горизонтальному стволу. Естественно, что эти расстояния могут быть значительными только при больших толщинах пласта. Поэтому по мере уменьшения толщины пласта влияние расположения по толщине пласта на производительность горизонтальных скважин существенно снижается. Если толщина пласта составляет $h \leq 10\text{м}$, то влияние расположения горизонтального ствола по толщине весьма незначительно и поэтому при оценочных приближенных расчетах этими изменениями можно пренебречь.



Зависимость дебита горизонтальной скважины от расположения ствола по толщине пласта

Из рисунка видно, что с уменьшением толщины изменение дебита скважины снижается и дебит близок к дебиту, получаемого при симметричном расположении ствола.

Влияние расположения ствола по толщине на величину предельно безводного дебита

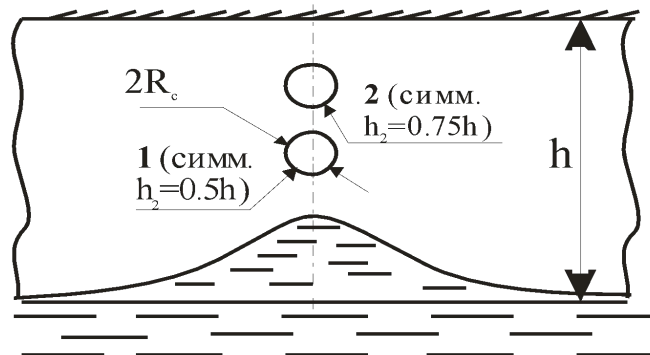


Схема образования конуса подошвенной воды при вскрытии пласта горизонтальной скважиной.

Путем моделирования фрагмента однородного полосообразного пласта установлено, что расположение горизонтального ствола в позиции **2**, т.е. на расстоянии $h_2=0,75h$ по величине безводного дебита является оптимальной.

Значение допустимой депрессии на пласт при приближенном методе оценки безводного дебита принимался согласно закону Паскаля через равенство:

$$\Delta P_{дон} = (\rho_v - \rho_{г.пл}) g h_2$$

где $\rho_v, \rho_{г.пл}$ – плотность пластовой воды и газа в пластовых условиях, h_2 – расстояние от газоводяного контакта до стенки горизонтального ствола. Полученную величину $\Delta P_{дон}$ по формуле (3.7) следует использовать в формуле притока газа к скважине (3.6). Однако при этом в зависимости от величины h_2 , т.е. от расположения ствола по толщине сначала необходимо определить разность квадратов пластового и забойного давлений ΔP^2 по формуле:

$$P_{пл}^2 - P_{з.б}^2 = \Delta P_{дон} (2P_{пл} - \Delta P_{дон})$$

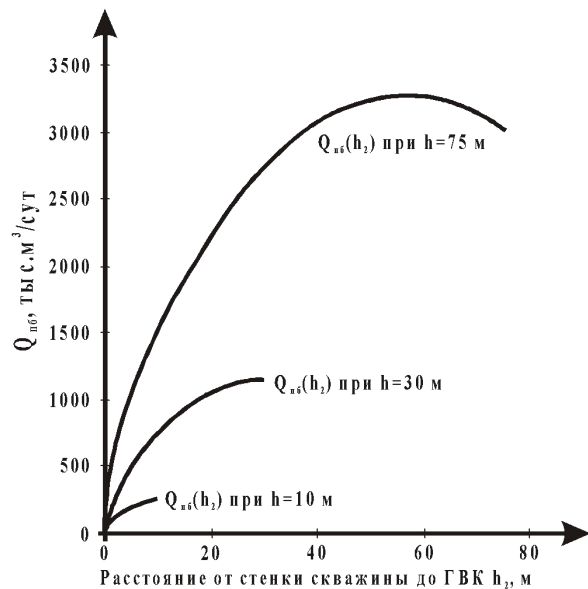
Безводный дебит скважины:

$$Q_{безв} = \frac{-a_z + \sqrt{b_z^2 + 4 \Delta P_{дон} (2P_{пл} - \Delta_{дон})}}{2b}$$

$$a_2 = \frac{\mu \mathcal{P}_{am} \text{ нл}}{F_{cm} L_2} \left[\frac{2}{v h_1 + R_c} \left(v h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + v h_1} \right) + \frac{k h - v_1}{R_c + v h_1} \right]$$

$$b_2 = \frac{\rho_{cm} \mathcal{P}_{am} \text{ нл}}{8 L_2^2 l_{cm}} \left[\frac{2}{v_1} \left(\ln \frac{R_c h + v_1}{R_c h - v_1} - \frac{v h_1}{R_c h - v_1} \right) + \frac{k h - v_1}{(R_c + v h_1)^2} \right]$$

где v - параметр анизотропии, определяемый по формуле $v = [k_g/k_c]^{0,5}$; h_1 - толщина от кровли до стенки горизонтального ствола, т.е. $h_1 = h/2 - R_c$; L_2 - длина горизонтального ствола, полностью вскрывшего полосообразный пласт длиной $L_{фр}$, т.е. $L_2 = L_{фр}$; R_c - расстояние от ствола скважины до границы зоны, дренируемой горизонтальной скважиной при постоянном по длине горизонтального участка забойном давлении.



Из этого рисунка следует, что максимальный безводный дебит такой скважины имеет место при величине $h_2 = 0,75h$. Это значение должно быть использовано при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений с подошвенной водой. Дальнейшее увеличение h_2 за пределами $0,75h$ приводит к росту $\Delta P_{доп}$ и к снижению дебита из-за приближения ствола к кровле и отсутствию подтока газа из зоны над кровлей продуктивного пласта.

Зависимости дебита горизонтальной скважины от расположения ствола по толщине (а) и предельно безводного дебита от расстояния ствола скважины до ГВК (б)

Влияние размещения горизонтального ствола относительно границ зоны дренирования

Из данных формул следует, что чем больше расстояние до границы зоны дренирования R_k , тем больше коэффициенты фильтрационного сопротивления a_2 , b_2 , и, следовательно, при заданной величине депрессии меньше дебит горизонтальной скважины.

$$\begin{aligned}
 h_{пл}^2 - R_3^2 = h_{ат}^2 - \frac{RZT}{2kL_{ст}} \left[\frac{2}{R_1 + v h_c} \left(Q + \frac{R_c}{R_c + v h_c} \right) \frac{R_k - l}{c} \right] \\
 + \frac{R_h ZT}{2kL_{ст}} \left[\frac{2}{R_1} \left(\ln \frac{R_c + l}{R_c + v h_c} - \frac{v h_k}{c} \right) + \frac{R - v h}{(R_c + l)^2} \right] Q^2
 \end{aligned}$$

В направлении к контуру газоносности величина R_k , как показали расчеты, может составлять: $R_{к кон газ} = R_{к цен}$; $R_{к кон газ} = 1,5 R_{к цен}$, $2,0 R_{к цен}$, $3,0 R_{к цен}$. Такие расстояния до границы зоны дренирования по направлению к границе газоносности обуславливаются:

- возможностью обводнения в процессе разработки горизонтальной скважины законтурной водой;
- существенным снижением толщины продуктивного интервала по направлению к контуру газоносности и необходимостью обеспечения проектируемой скважины соответствующими запасами.

Отмеченные два основных фактора должны быть учтены при размещении проектных горизонтальных скважин на площади газоносности.

На производительность горизонтальной скважины влияет не только увеличение R_k до границы зоны дренирования скважиной, но и уменьшение толщины пласта.

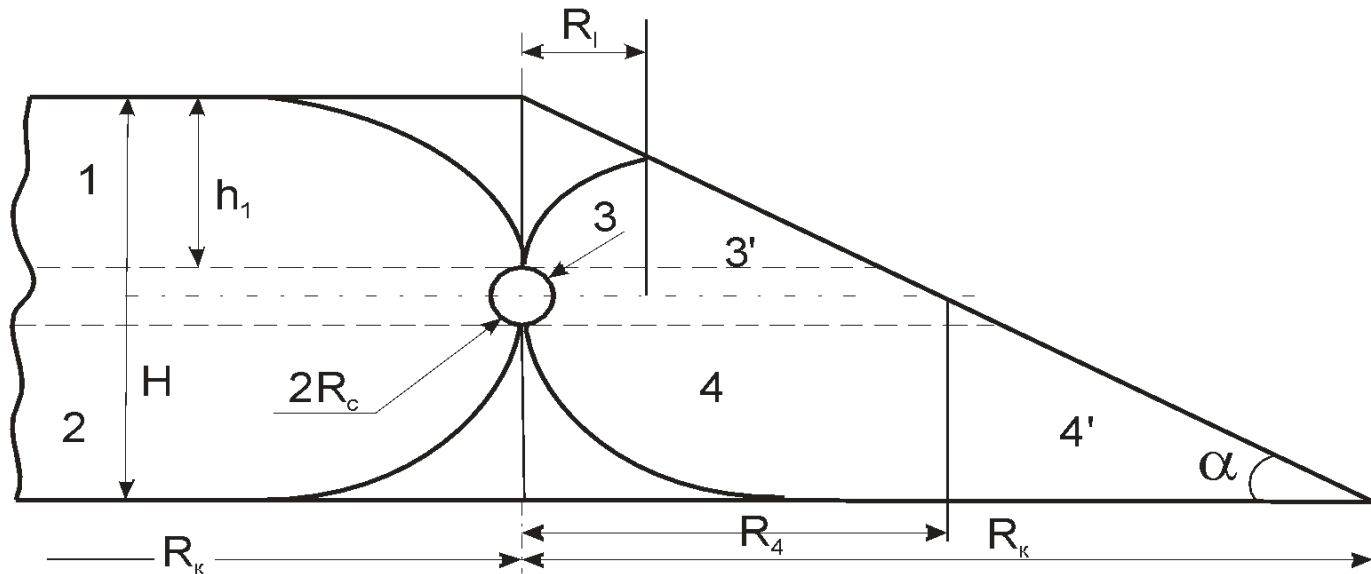


Схема расположения горизонтального ствола на границе уменьшения толщины пласта

Благодаря схематизации поставленной задачи, суммарный текущий дебит скважин будет состоять из дебитов каждого из 4-х участков фрагмента по толщине. Расчетные формулы по отмеченным участкам приведены в таблице 1.

Дебит по каждому из участков Q_i будет определяться

$$Q_i = \frac{-a_{pl} + \sqrt{b_{zi}^2 + 4P_i^2(P^2 - 2)}}{2b_i} \quad Q_{сум} = \sum_{i=1}^4 Q_i$$

Из результатов расчетов численным и приближенным методами следует, что уменьшение толщины пласта не очень существенно снижает дебиты горизонтальных скважин, что связано и с тем, что скважина с левой стороны дренирует фрагмент с R_k и постоянной толщиной h .

№ зоны	Коэффициент a_i	Коэффициент b_i
1	$a_1 = \frac{2 * a^*}{L} * \left[\frac{2}{h_1} * \left(h_1 + R_c * \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_x - h_1}{R_c + h_1} \right]$	$b_1 = \frac{2 * b^*}{L^2} * \left[\frac{2}{h_1} * \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_x - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right]$
2	$a_2 = \frac{2 * a^*}{L} * \left[\frac{2}{h_1} * \left(h_1 + R_c * \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_x - h_1}{R_c + h_1} \right]$	$b_2 = \frac{2 * b^*}{L^2} * \left[\frac{2}{h_1} * \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_x - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right]$
3-3'	$a_{3-3'} = \frac{2 * a^*}{L} * \left[\frac{2}{h_1} * (h_1 * \sqrt{c} + R_c * \ln \frac{R_c}{R_c + h_1 * \sqrt{c}}) + \frac{1}{d} * \ln \left(1 - \frac{h_1 - h_1 * \sqrt{4 * d + 1}}{2 * d * R_c} \right) \right]$	$b_{3-3'} = \frac{2 * b^*}{L^2} * \left[\frac{2}{h_1} * \left(\ln \frac{R_c + h_1 * \sqrt{c}}{R_c} - \frac{h_1 * \sqrt{c}}{R_c + h_1 * \sqrt{c}} \right) + \left(\frac{h_1 - h_1 * \sqrt{4 * d + 1}}{d * R_c * (h_1 - h_1 * \sqrt{4 * d + 1}) - 2 * d^2 * R_c^2} \right) \right]$
4-4'	$a_{4-4'} = \frac{2 * a^*}{L} * \left[\frac{2}{h_1} * (h_1 + R_c * \ln \frac{R_c}{R_c + h_1}) + \frac{R_4 - h_1}{R_c + h_1} + \frac{1}{d} * \ln \left(\frac{h_1 + R_c}{R_c} \right) \right]$	$b_{4-4'} = \frac{2 * b^*}{L^2} * \left[\frac{2}{h_1} * \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_4 - h_1}{(R_c + h_1)^2} + \frac{h_1}{d * R_c * (h_1 + R_c)} \right]$

где $h_1 = H/2 - R_c$; $c = \frac{2 * tga + 1 - \sqrt{4 * tga + 1}}{2 * tg^2 a}$ $d = tga$; $R_4 = (h_1 + 2R_c)/d$

$$a^* = \mu ZP_{ам} T_{нл} / kT_{см}$$

$$b^* = \beta T_{см} ZP_{ам} / cm$$

Обоснование размеров удельной площади, приходящейся на долю горизонтальной скважины и полнота ее вскрытия, обеспечивающая максимальную производительность

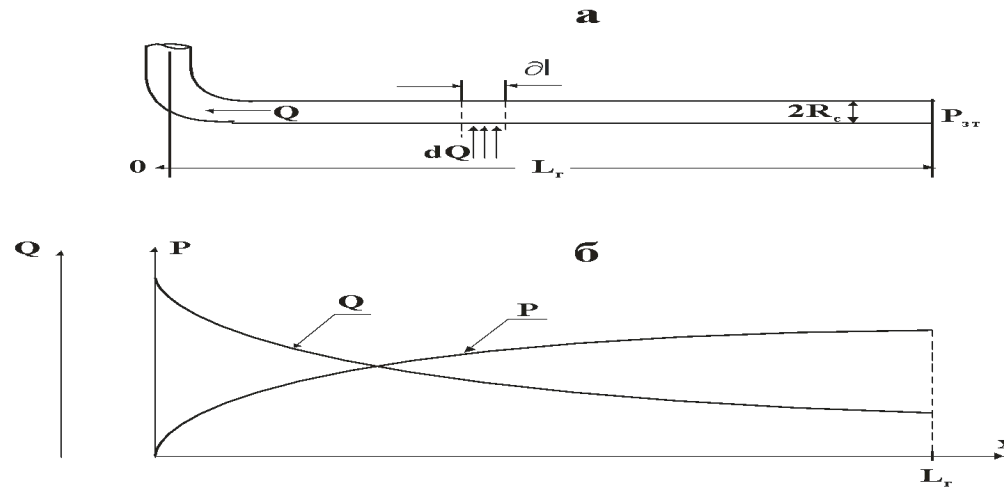
Из зависимости между относительным дебитом горизонтальной скважины и относительным вскрытием фрагмента по его длине показывают, что максимальная производительность горизонтальной скважины имеет место при его полном вскрытии.

С этой позиции и учетом структуры формул притока газа к горизонтальной скважине следует, что для полного вскрытия требуются минимальные параметры удельной площади. Такой площадью оказался фрагмент в форме квадрата, т.е. площадь с размерами $L_{\text{фр}} = 2R_{\text{к}}$.

Наилучшим вариантом снижения коэффициентов фильтрационного сопротивления $a_{\text{г}}$ и $b_{\text{г}}$ является минимизация величины $R_{\text{к}}$ и увеличения длины фрагмента $L_{\text{фр}}$ сохраняя при этом площадь фрагмента, идентичную площади квадрата, т.е. $F = L_{\text{фр}} \cdot 2R_{\text{к}}$.

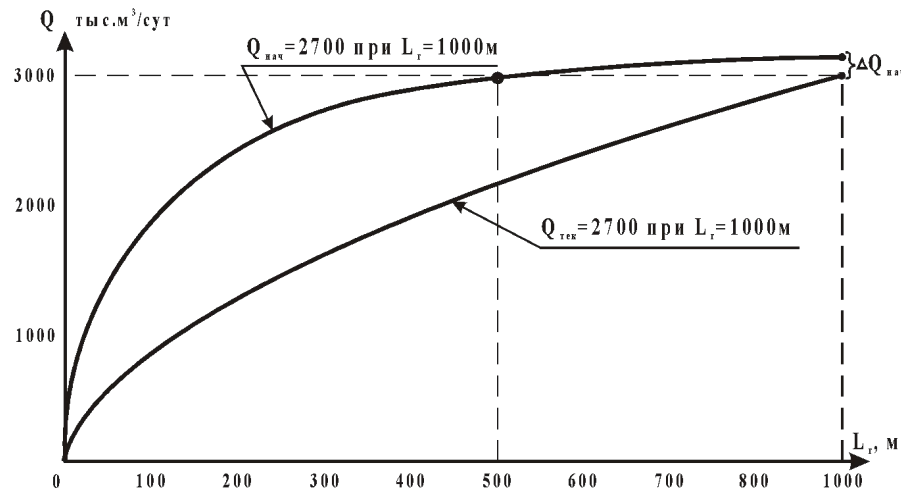
Однако такой способ не оправдывается по экономическим показателям применения горизонтальных скважин, так как требуется существенно увеличить длину горизонтального участка ствола, где из-за роста забойного давления по направлению к торцу ствола интенсивность притока газа снижается.

Чрезмерное увеличение длины горизонтального ствола снижает текущую интенсивность притока газа и, следовательно, исключает целесообразность бурить горизонтальный ствол неоправданно большой длины.



Характер изменения дебита газа и давления по длине горизонтального ствола

В процессе разработки по мере снижения пластового давления при сохранении влияния депрессии на начальном уровне происходит снижение интенсивности притока, что приводит к снижению потерь давления по длине горизонтального участка при движении по этому участку.



Зависимости дебита горизонтальной скважины от длины L_r в процессе разработки при постоянной депрессии на пласт

Текущую в процессе разработки длину горизонтального участка ствола $L_r(t)$, обеспечивающую сохранность дебита на начальном уровне $Q(t) = Q_{нач}$ при начальной величине депрессии на пласт $\Delta P_{нач} = P_{пл.нач} - P_{заб.нач} = const$ и постоянном по длине горизонтального ствола забойном давлении $P_{заб}(L_r) = const$, приближенно следует определять по формуле

$$L_2(t) = \frac{\left\{ \frac{2k_2 Q_{нач} t}{b} \left[(a'_2 Q_{нач})^2 + 4\Delta P^2(t) \right]^{0,5} \right\}}{2\Delta P^2(t)}$$

$$a'_2 = \frac{a^*}{2} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right]$$

$$b'_2 = \frac{b^*}{8} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right] \quad h_1 = H/2 - R_c$$

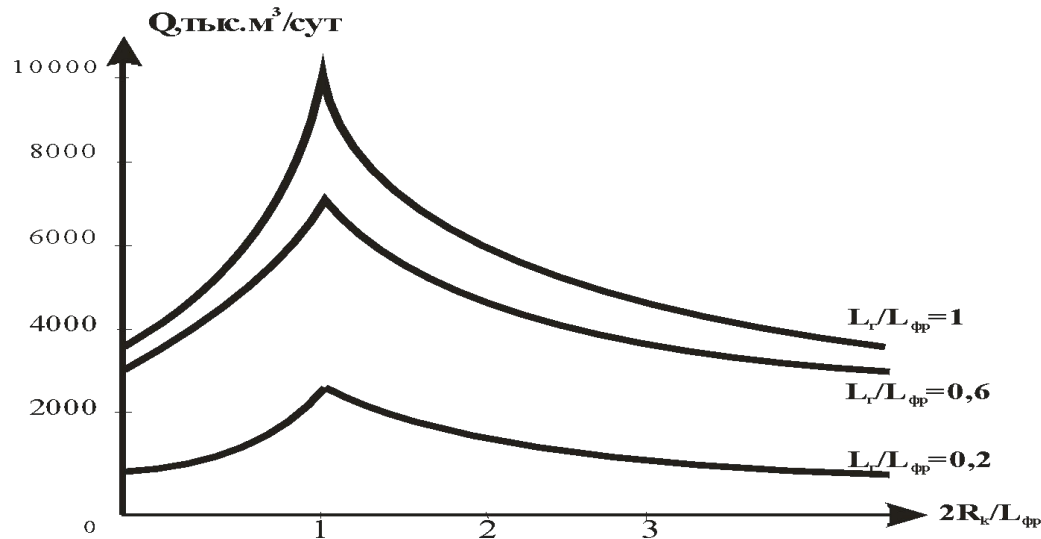
Изменчивость $\Delta P^2(t)$ в процессе разработки при $\Delta P(t) = const$ и равной $\Delta P(t) = \Delta P_{нач}$ связана с изменением пластового давления во времени.

Т.о. увеличение длины фрагмента $L_{\text{фр}}$, и, следовательно, длины горизонтального ствола не всегда является эффективным с позиции экономических показателей, но и позиции гидродинамических критериев.

Поэтому, при условии, что фрагмент залежи вскрывается полностью, наилучше возможным по размерам полосообразного фрагмента является квадрат, т.е. когда $L_{\text{фр}} = 2R_{\text{к}}$.

Однако, даже для таких размеров фрагмента полное вскрытие его вдоль или поперек не всегда целесообразно. На реальных месторождениях, где используется только горизонтальные скважины или зарезки из вертикальных нефтяных скважин, когда размеры удельной площади ограничены из-за имеющейся сетки вертикальных нефтяных скважин, горизонтальные стволы полностью не вскрывают свою удельную площадь.

Это означает, что в любом случае проектировщик должен рекомендовать горизонтальную скважину длиной меньше, чем длина фрагмента. По этой причине возникает вопрос, для каких соотношений размеров фрагмента $L_{\text{фр}}$ и $2R_{\text{к}}$ должна быть выбрана длина горизонтального ствола?



Зависимость дебита горизонтальной газовой скважины от соотношения $2R_{\text{к}}/L_{\text{фр}}$ и при различной полноте вскрытия пласта горизонтальным стволом $L_{\text{г}}/L_{\text{фр}}$

Результаты исследований представлены на **рисунке** в виде зависимостей относительных дебитов от соотношений $2R_k/L_{\text{фр}}$ для трех значений относительной длины горизонтального ствола L_r к длине фрагмента $L_{\text{фр}}$ т.е. для $L_r/L_{\text{фр}}=1,0; 0,6$ и $0,2$ единиц.

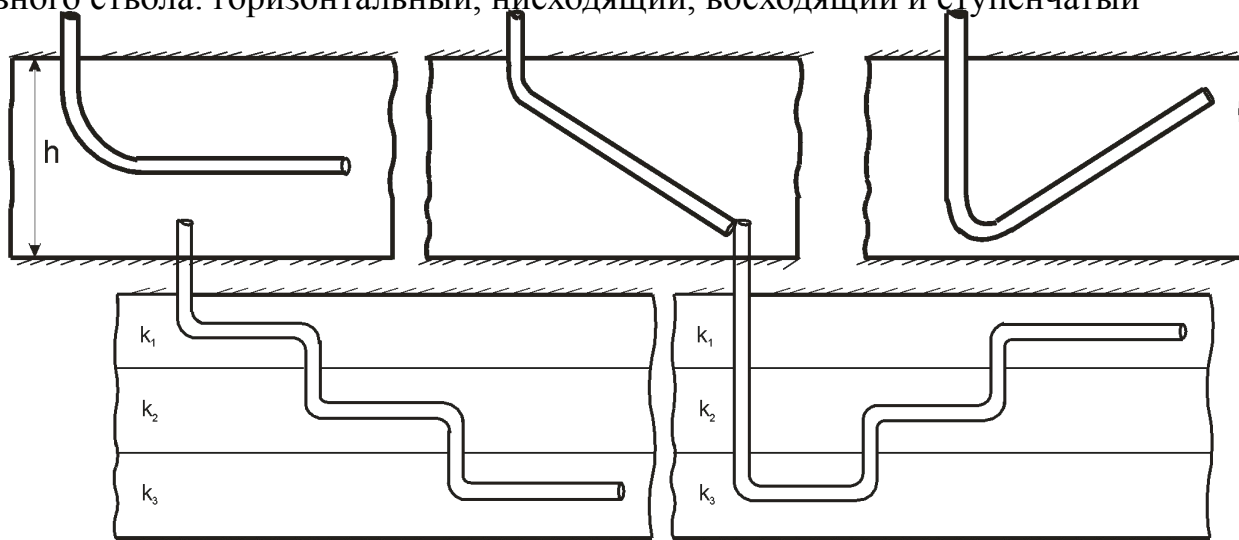
Таким образом,

- Максимальный дебит горизонтальной скважины имеет место при полном вскрытии фрагмента квадратной формы, т.е. $L_{\text{фр}} = 2R_k = L_r$ и $2R_k/L_{\text{фр}} = 1$.
- Уменьшение величины $2R_k$ или его увеличение при полном вскрытии фрагмента по сравнению с $2R_k/L_{\text{фр}}=1$ приводит к снижению производительности скважины.
- Интенсивность снижения дебита при неполном вскрытии фрагмента $L_r/L_{\text{фр}}=1,0; 0,6$ и $0,2$, показывает, что в условиях отсутствия на реальных месторождениях фрагмента полосообразного пласта квадратной формы целесообразно ограничиваться соотношением $0,5 \leq L_r/L_{\text{фр}} \leq 1$.

Начальная производительность горизонтальной скважины является основным аргументом для выбора размеров удельной площади на скважину. При сравнительно невысокой начальной производительности горизонтальной скважины большие размеры фрагмента приведут к существенному увеличению продолжительности разработки фрагмента, следовательно, и месторождения в целом.

ПРОФИЛИ ВСКРЫТИЯ ОДНОРОДНЫХ И НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНОЙ

Основными профилями вскрытия продуктивного интервала горизонтальным стволом в настоящее время являются “горизонтальный” и нисходящий. Это связано с недостаточным знанием специалистов, работающих в различных нефтяных и газовых компаниях, особенностей горизонтальных скважин. Следует подчеркнуть, что профиль вскрытия продуктивного интервала предопределяется емкостными и фильтрационными свойствами нефтегазоносных пластов и существенно влияет на производительность горизонтальных скважин. Авторы данной работы считают, что базовыми являются следующие профили горизонтального ствола: горизонтальный, нисходящий, восходящий и ступенчатый



Схемы вскрытия однородных и неоднородных пластов горизонтальным стволом с различными профилями: а – горизонтальный, б – нисходящий с единым зенитным углом, в – восходящий с единым зенитным углом; г – нисходящий ступенчатый, д - восходящий ступенчатый

Эти разновидности вскрытия зависят от неоднородности вскрываемого пласта, наличия или отсутствия гидродинамической связи между пропластками и примесей в составе добываемого газа. При этом следует учесть степень гидродинамической связи между пропластками с высокой и низкой проницаемостями и свойств флюидов, насыщающих пористую среду.

Таким образом, вскрытие продуктивного интервала однородного и неоднородного пластов горизонтальными скважинами должно быть:

1. Горизонтальным профилем, если пласт однородный, и при этом ствол должен быть расположен симметрично по толщине, при котором дебит скважины оказывается максимальным при имеющихся исходных данных пласта и выбранной конструкцией горизонтального участка ствола. Ассиметричное расположение горизонтального ствола приводит к:

- к росту коэффициентов фильтрационного сопротивления " a_2 ", " b_2 " из-за увеличения расстояния от кровли или подошвы пласта,
- снижению притока газа или нефти от кровли или подошвы.

2. Восходящим профилем, если отсутствует опасность обводнения скважины подошвенной водой и разрушение призабойной зоны пласта, так как минимальное забойное давление имеет место на начальном участке горизонтального ствола, если восходящий профиль ствола не оборудован фонтанными трубами

Такая схема исключает возможность образования жидкостных и песчано-жидкостных пробок на горизонтальном участке ствола.

Такая схема приобретает важное значение на последней стадии разработки залежи в период падающей добычи газа газоконденсатного месторождения, когда текущие дебиты газа не обеспечивают скорость потока, при которой выносятся твердые и жидкие примеси.

Однако, такой профиль горизонтального участка с единым зенитным углом неприемлем при вскрытии неоднородных по толщине пластов, в особенности в случае, если между пропластками не имеется гидродинамическая связь.

При различных запасах и проницаемостях пропластков вскрытие пласта единым зенитным углом приводит к неравномерному истощению пропластков и перетокам газа из низкопроницаемых пропластков к высокопроницаемым. Процесс перетока через общий несущий ствол усиливается, если одновременно с различными проницаемостями пропластков имеет место превышение запасов газа в низкопроницаемых пропластках.

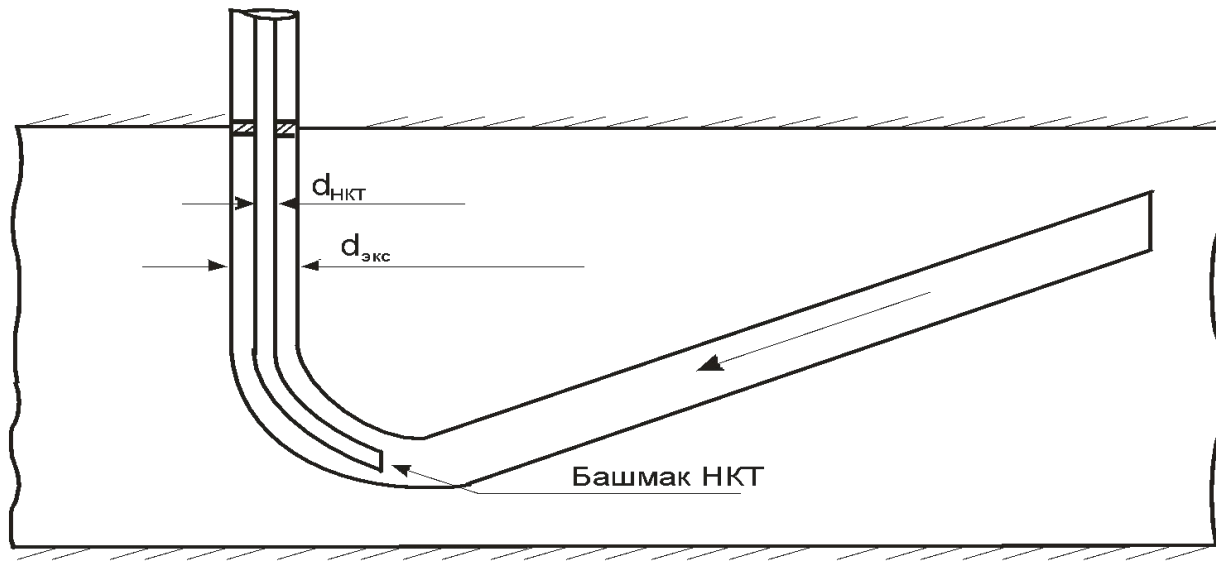


Схема горизонтального ствола при вскрытии пласта
“восходящим” профилем

3. Нисходящим, если проектом строительство горизонтального участка предусмотрено вскрытие всех пропластков. Такая схема вскрытия с позиции эксплуатации горизонтальной скважины является наихудшей, так как:

- при таком вскрытии минимальная скорость движения потока будет вблизи торца ствола, что создаст опасность накопления песчано-жидкостной пробки на указанном участке. Во избежание образования пробки при таком вскрытии **требуется оборудование нисходящего участка** практически до торца ствола фонтанными трубами,

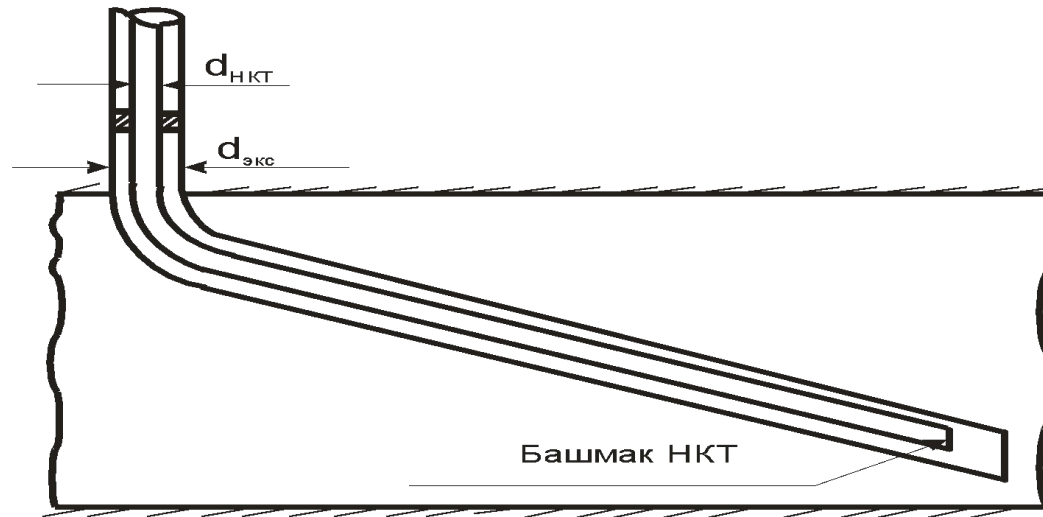


Схема горизонтального ствола при вскрытии пласта “нисходящим” профилем

- спуск в горизонтальный ствол с нисходящим профилем фонтанных труб приведет к дополнительным потерям давления. При фиксированных депрессиях на пласт и устьевом давлении спуск фонтанных труб приведет к снижению дебита горизонтальной скважины

- нисходящий профиль так же как и восходящий, как правило, имеет единый зенитный угол. Такое вскрытие приводит к неравномерному истощению отдельных пропластков в неоднородных многопластовых залежах при отсутствии гидродинамической связи или весьма ухудшенной связи между пропластками с различными запасами газа и проницаемостями этих пропластков. Для предотвращения неравномерности истощения отдельных пропластков многопластовых неоднородных по толщине залежей следует их вскрывать пропорционально запасам газа в них и обратно пропорционально проницаемости, используя при этом формулу

$$L_{zi} = \frac{L_{общ} Q_{zani}}{k_i}$$

где $L_{общ}$ - запланированная проектом строительства длина горизонтального участка ствола скважины, Q_{zani} и k_i - соответственно запасы газа и проницаемость i -го пропластка.

4. Ступенчатым нисходящим или восходящим с учетом необходимости снижения потерь давления на “горизонтальном” участке ствола. Снижение потерь давления связано с последовательностью вскрытия высоко и низкопроницаемых пропластков.

С позиции потерь давления в горизонтальном участке, целесообразно сначала вскрывать высокопроницаемый, а затем низкопроницаемые пропластки. В противном случае, значительный дебит из высокопроницаемого пропластка будет двигаться от торца к начальному участку горизонтальной скважины, что и приведет к росту потерь при движении вдоль всей длины горизонтального участка ствола, равной L_g .

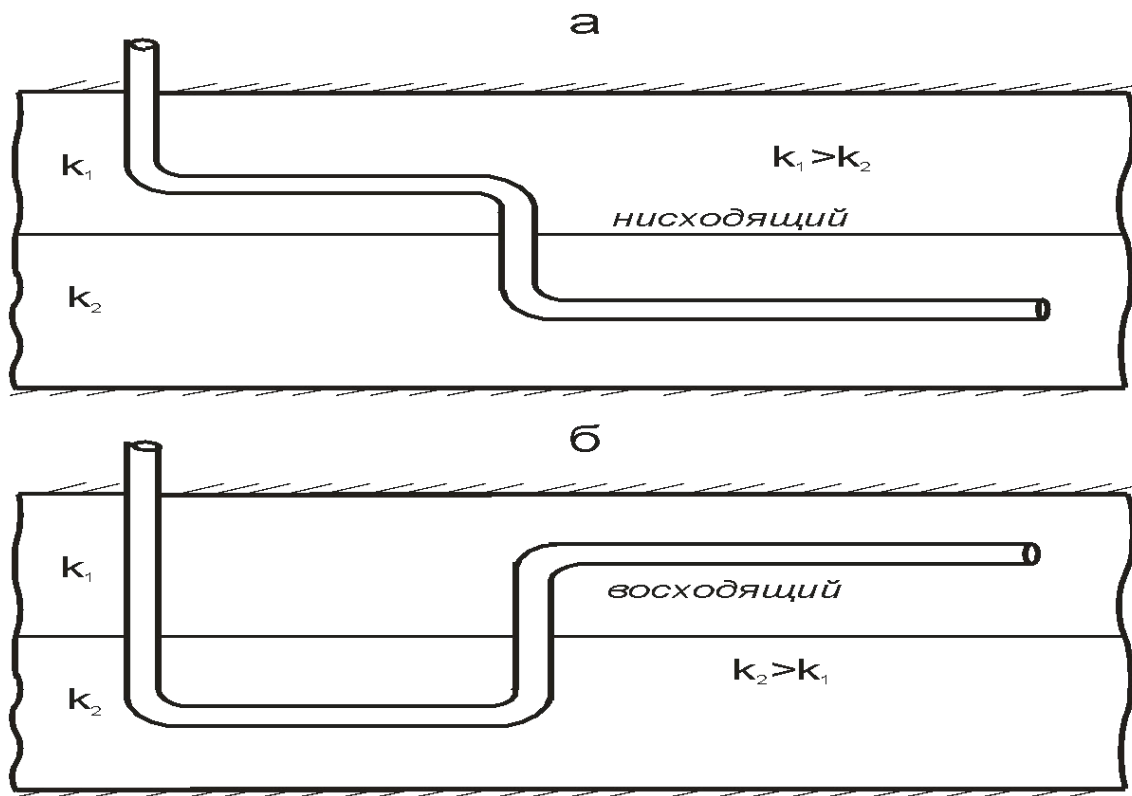
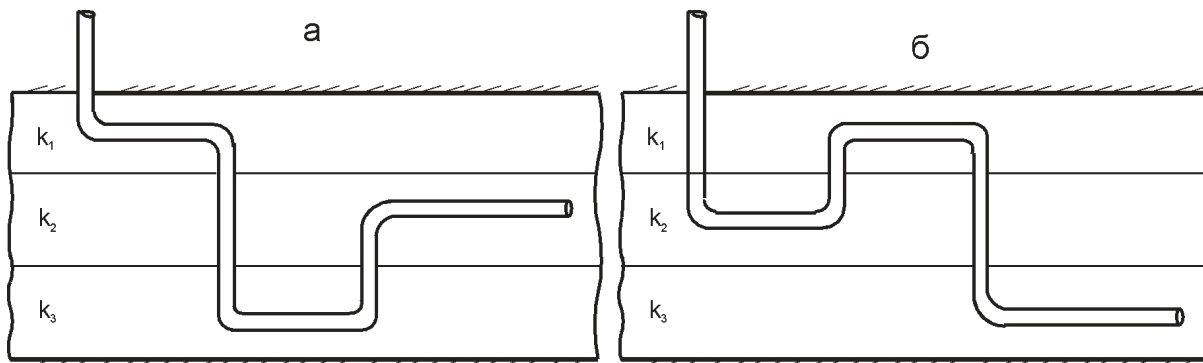


Схема вскрытия пласта нисходящим (а) и восходящим (б) ступенчатым профилем

С позиции потерь давления при ступенчатом вскрытии продуктивного интервала с любым профилем (горизонтальным, нисходящим или восходящим) не обязательно соблюдать вскрытие нисходящим или восходящим профилем.

В каждом конкретном случае на реальных месторождениях вскрытие с соответствующим профилем должно быть обосновано, исходя из последовательности залегания высоко- и низкопроницаемых пропластков, длины горизонтального ствола и производительности отдельных пропластков.

На рисунке на примере трехпластовой залежи с различными проницаемостями пропластков показано, что вскрытие может иметь неопределенную последовательность и необязательно соблюдать профиль нисходящего или восходящего характера.



Приведенные виды вскрытия пласта не зависят от размеров и формы зоны, дренируемой горизонтальной скважиной. Эти принципы справедливы как для полосообразного, так и для секторной форм фрагментов, дренируемых горизонтальной скважиной.