

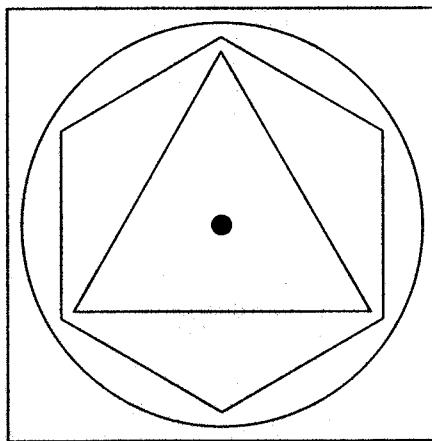
# Производительность скважин

---

## РУКОВОДСТВО

Хеманта Мукерджи

Второе издание, дополненное



Москва 2001

# **Содержание**

---

Глава 1.	Предисловие автора	9
	Предисловие	
	<b>Введение</b>	
	Узловой анализ	10
Глава 2.	<b>Пластовая система</b>	12
	Соотношение забойного давления с притоком	12
	Однофазный поток	12
	Коэффициент продуктивности	13
	Коэффициент относительной продуктивности	14
	Источники информации	17
	Необходимые определения	18
	Граничный эффект	25
	Двухфазный поток	29
	Фазовые превращения углеводородов	30
	Отношение Вогеля для притока	30
	Композитная индикаторная кривая	31
	Поправка Стэндинга для индикаторной кривой Вогеля	32
	Метод Фетковича	33
	Многоступенчатый тест или исследование скважин	
	методом противодавления	34
	Изохронные исследования	36
	Горизонтальные скважины	39
	Плотные породы	40
	Типовые кривые	41
	Типовая кривая однородного пласта	41
	Соотношение для расчета притока при неустановившемся режиме	43
Глава 3.	<b>Системы заканчивания</b>	52
	Потери давления в перфорационных отверстиях	54
	Потери давления в гравийной набивке	64
Глава 4.	<b>Поток через НКТ и выкидные линии</b>	67
	Однофазный поток газа по трубе	69
	Определение статического забойного давления	70
	Определение динамического забойного давления	71
	Многофазный поток	71
	Объемное содержание жидкости	72

ОСЖ без проскальзывания .....	73
Приведенная скорость.....	73
Смешанная скорость.....	74
Скорость проскальзывания .....	74
Плотность жидкости.....	74
Плотность двухфазной смеси.....	74
Вязкость .....	75
Вязкость двухфазной смеси .....	75
Поверхностное напряжение .....	75
Уравнения градиента давления при многофазном потоке .....	75
Трение двух фаз .....	76
Гидростатический компонент .....	77
Компонент трения.....	77
Компонент ускорения .....	78
Структура потока .....	78
Расчет пересечения давления .....	82
Градиентные кривые .....	82
<b>Анализ производительности скважин после стимуляции .....</b>	<b>94</b>
Системы механизированного подъема жидкости.....	94
Насосная эксплуатация скважин.....	95
Газлифт скважин .....	96
Испытания перед кислотной обработкой.....	104
Испытания после кислотной обработки .....	111
<b>A. Формулы потерь давления.....</b>	<b>122</b>
<b>B. Корреляции физических свойств флюидов.....</b>	<b>132</b>
Свойства нефти.....	132
Растворимость газа $R_g$ .....	132
Коэффициент пластового объема ( $B_o$ ) нефти .....	133
Вязкость нефти .....	137
Физические свойства газа .....	137
Коэффициент отклонения газа от идеального .....	140
Объемный коэффициент газа .....	143
Вязкость газа .....	143
Сжимаемость породы и жидкостей .....	145
Сжимаемость нефти ( $c_o$ ).....	145
Сжимаемость газа ( $c_g$ ).....	147
Сжимаемость порового объема породы ( $c_f$ ).....	148
<b>B. Градиентные кривые.....</b>	<b>151</b>
<b>Г. Расчет скорости газа.....</b>	<b>168</b>
<b>Д. Частичное вскрытие пласта.....</b>	<b>170</b>
<b>E. Корреляция Прэтса.....</b>	<b>171</b>
<b>Ж. Характеристики скважин после ГРП .....</b>	<b>1726</b>

## Предисловие автора

---

Руководство по производительности нефтяных и газовых скважин представляет собой компиляцию материалов нескольких пятидневных школ, проводимых для инженеров компании «Даул Шлюмберже» (DS). В Руководстве представлен ряд основных концепций, необходимых для понимания поведения скважины и как оно отражается на добыче. Также дается ряд примеров, чтобы помочь освоить этот предмет – производительность скважин. Во избежание излишнего усложнения материала дается минимальное количество формул. Тем не менее сделана попытка представить данное Руководство как законченный материал для практикующего инженера. Каждая глава Руководства завершается примерами и списком литературы.

Основные тезисы курса для представления вопросов управления месторождениями и платформами можно найти в виде слайдов в Приложении Ж данного Руководства.

Я считаю необходимым поблагодарить за неоцененную помощь и предоставленные конспекты лекций следующих слушателей курса: Стива Вестердаля, Боба Паранича, Дэвида Чеча, Бада Фредерика.

Автор также хотел бы поблагодарить Анила Матура за помощь в работе над текстом, Боби Джойниса за предоставленную информацию Примеров 5.2 и 5.6 в Главе 5, Джо Мака и Эда Шумейкера за помощь в формулировании содержания Руководства.

Хеманта Мукерджи,  
Денвер, 7 июня 1991 г.

Перевод книги осуществлен Холодовым Михаилом, инженером по добыче компании «Шлюмберже».

Хочу выразить отдельную благодарность Джо Маку, Дону Уолкотту, Хеманте Мукерджи за помощь в понимании концепций, представленных в книге, Юрию Церковскому за помощь в переводе.

Холодов Михаил,  
Москва, 24 августа 2000 г.

Для сервисных компаний, таких, как «Даэл Шлюмберже», всеобъемлющее понимание того, что из себя представляет скважина, крайне важно. Только такие знания могут привести к правильному обнаружению и диагностированию проблем в скважине, требующих вмешательства. Данное Руководство по оценке производительности скважин является попыткой оценить и понять нефтяную или газовую скважину. Оно также определяет параметры, от которых зависит увеличение производительности скважин, основываясь на данных по добыче. Следующий пример иллюстрирует эту концепцию:

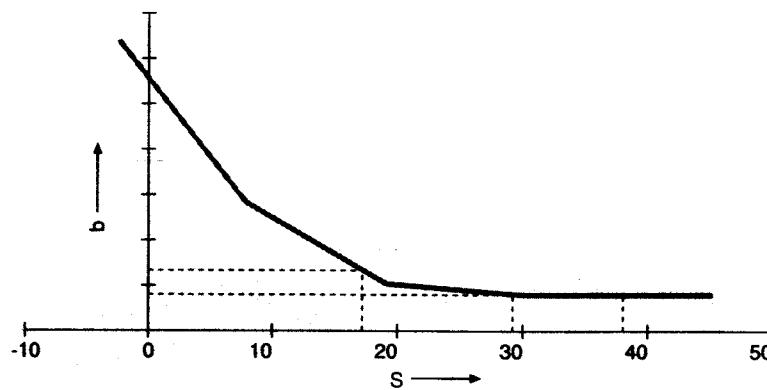
**Пример 0.1.**

**История скважины:**

Скин	= 40 (очень высокий)
Скин, связанный с повреждением породы	= 31
Механический скин	= 9

Заказчик хочет провести кислотную обработку скважины. (Вся информация по скважине и пласту известна.)

Рис. 0.1.



Прогноз:

- График зависимости дебита от скина (рис. 0.1).
- Кислотная обработка материнской породы удаляет скин, связанный с повреждением породы, только если отверстия открыты.
- В случае полного успеха, кислотная обработка (КО) уменьшает скин на 9, что составит 31.
- Из рис. 0.1 видно, что удачная КО не отразится на дебите.
- Заказчик обвиняет сервисную компанию.

Вопрос: как бы вы себя повели в данной ситуации?

Ответ: изучил бы вопросы, связанные с производительностью скважин и ее оценкой.

## Глава 1. Введение

Скважину можно определить как интерфейсный канал между нефтяным или газовым пластом и наземным оборудованием. Данный интерфейс необходим для доставки пластовых жидкостей на поверхность, превращения ее в осязаемый актив. Физическое описание скважины – вещь достаточно сложная. Для оптимизации производительности конструкция скважины требует серьезного инженерного анализа. Оптимальная производительность соответствует максимальной возвратности капитальных вложений. Физическое описание типичной нефтегазодобывающей скважины представлено на рис. 1.1.

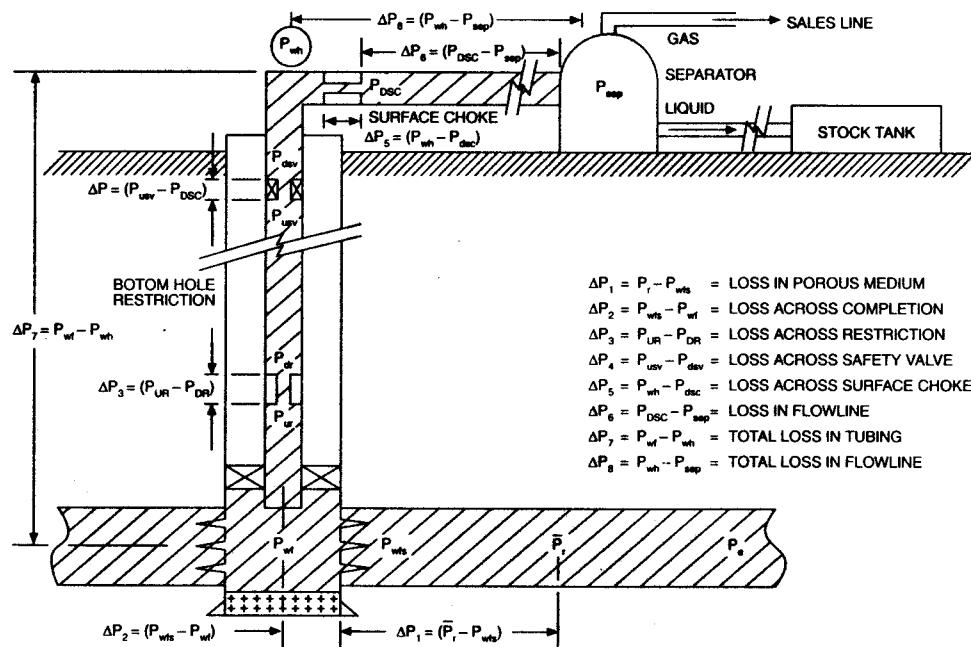


Рис. 1.1. Возможные потери давления в НГПС для фонтанирующей скважины

При функционировании скважины зона отбора нефти пласта играет большую роль. Скважина, совмещенная с зоной пласта, дренируемой данной скважиной, называется нефтегазовой производительной системой (НГПС).

НГПС, таким образом, состоит из следующих основных компонентов:

- пористой среды,
- заканчивания (стимуляции, перфорации, гравийной набивки),
- вертикального трубопровода с предохранительными клапанами и штуцерами,
- систем механизированной добычи, таких, как насосы, газлифтные клапаны и т.д.,
- горизонтальных трубопроводов со штуцерами и другими трубопроводными компонентами, такими, как клапаны, колена и др.

В НГПС жидкость поступает из зоны дренирования пласта в сепаратор на поверхности. Среднее давление внутри контура питания называют средним давлением в пласте (средним внутрипластовым давлением). Это давление контролирует поток жидкости через НГПС, и предполагается, что оно остается постоянным в течение фиксированного времени разработки. При изменении этого давления изменяется производительность скважины и, таким образом, необходимо вновь проводить оценку скважины. Среднее внутрипластовое давление меняется в связи с естественным истощением запасов или вследствие искусственного поддержания давления путем закачки воды, газа или других химикатов. Давление в сепараторе выбирается таким образом, чтобы оптимизировать производительность и сохранить легкие углеводородные фракции в жидком состоянии. Давление регулируется с помощью механических устройств, таких, как регуляторы давления. Независимо от того, добывает скважина или нагнетает, существует непрерывный градиент давления между пластом и сепаратором. Давлением на сепараторе обычно считается давление на устье при проведении узловых (NODAL) расчетов, так как предполагается, что сепаратор находится на устье скважины или очень близко от него. Исходя из этого предположения, считается, что потери давления в трубопроводах незначительны.

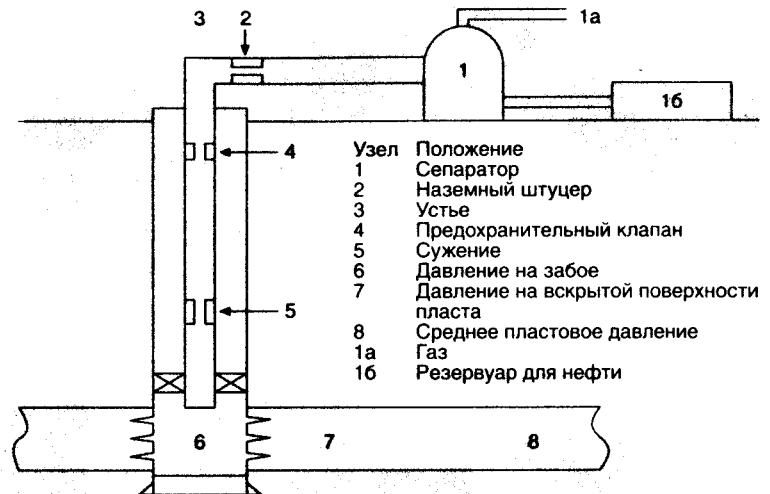
### Узловой анализ

Узел – это любая точка НГПС (рис. 1.2) между границей контура питания и сепаратором, где давление может быть рассчитано как функция потока жидкости. Два крайних узла в сложной НГПС – это граница контура питания (8) и сепаратор (1). Давления в этих узлах называются среднее пластовое давление  $\bar{P}_t$  и давление на сепараторе  $P_{sep}$  соответственно. Два других важных узла – это забой (6), где динамическое давление  $P_{wf}$  измерено погружным манометром, и устье скважины, где давление  $P_{wh}$  измерено манометром, прикрепленным к фонтанной или поточной арматуре. Если давление изменяется или высчитывается на каждом узле, то потеря давления между узлами может быть посчитана как функция дебита. Некоторые узлы (2, 4 и 5 на рис. 1.2), где падение давления имеет место в узле из-за присутствия штуцера, запорных элементов (клапана безопасности) и других трубных компонентов, называются функциональными узлами. Для каждого компонента НГПС, такого, как пористая среда, заканчивание, трубные конструкции, запорная арматура и т.д., объем протекающей жидкости ( $q$ ) функционально связан с разностью давлений ( $\Delta p$ ) на компоненте, т.е.

$$q = f(\Delta p).$$

Рис. 1.2.

Положение различных узлов  
(Мач и др., 1981)



В последующих главах данного Руководства устанавливаются такие математические зависимости для различных компонентов НГПС. Основываясь на данных зависимостях, рассматриваются параметры, необходимые для оптимизации потока жидкости через компоненты системы. Узловой (NODAL) системный анализ используется как метод, комбинирующий процедуры разработки компонентов системы, помогающий в разработке и оптимизации системы в целом.

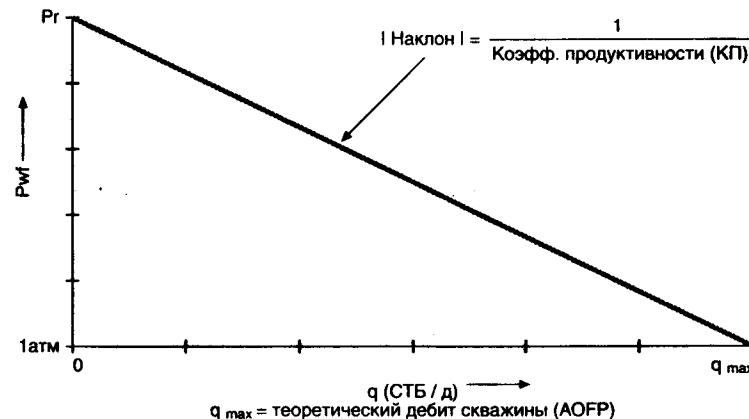
$$(1.1)$$

## Глава 2.

# Пластовая система

## Соотношение забойного давления с притоком

Рис. 2.1.  
Типичная  
индикаторная  
кривая (IPR)



Соотношение забойного давления с дебитом (индикаторная кривая / IPR) определяется как функциональная зависимость между производительностью и давлением на забое. Гилберт (1954) первым предложил анализировать скважины с использованием данной зависимости. IPR определена на отрезке между средним пластовым давлением и атмосферным давлением. Производительность, соответствующая атмосферному давлению на забое, обозначается AOFP – теоретический дебит скважины, тогда как производительность при забойном давлении, равном среднему внутрипластовому давлению, равна нулю. Типичная индикаторная кривая представлена на рис. 2.1.

## Однофазный поток

Для однофазной нефти или жидкостей индикаторная кривая, представленная на рис. 2.1, определяется законом Дарси для радиального потока следующим образом:

$$q_o = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k_o h (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s_t + Dq_o \right]}, \quad (2.1)$$

где

$q_o$	-	приток нефти к скважине, stb/D (стандартных баррелей/день),
$B_o$	-	объемный коэффициент нефти, bbl/stb (баррель/станд. баррель),
$\mu_o$	-	вязкость нефти, сантипуаз,
$k_o$	-	проницаемость породы о нефти, миллидарси,
$h$	-	эффективная мощность пласта, фут,
$\bar{P}_r$	-	среднее пластовое давление, psia (пи эс ай),
$P_{wf}$	-	гидродинамическое забойное давление, psia,
$r_e$	-	радиус дренирования, фут,
-	-	$\sqrt{A/\pi}$ , где $A$ – это площадь круга дренирования, кв. фут,
$r_w$	-	радиус ствола скважины, фут,
$s_t$	-	суммарный скрин,
$Dq_o$	-	псевдоскин, возникающий из-за турбулентии. В нефтяных скважинах это слагаемое незначительно, особенно для низкопроницаемых коллекторов.

Можно показать, что при  $r_e = 1.466$  фут,  $r_w = 0,583$  фут,  $s_t = 0$  и отсутствии турбулентии закон Дарси принимает следующую упрощенную форму:

$$q_o = \frac{kh}{\mu_o B_o} (\bar{P}_r - P_{wf}).$$

Эта простая формула часто применяется для оценки дебита скважин.

## Коэффициент продуктивности

Соотношение забойного давления с дебитом, основанное на законе Дарси, является прямой линией. Как показано на рис. 2.1 теоретический дебит скважины (AOFP) – это максимально возможный дебит скважины при забойном давлении, равном атмосферному. Коэффициент продуктивности (PI) – абсолютное значение наклона индикаторной кривой. Таким образом,

$$PI = \frac{q}{(\bar{P}_r - P_{wf})}.$$

Исходя из закона Дарси

$$PI_{oil} = \frac{7,08 * 10^{-3} k_o h}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s_t \right]} = \frac{q_o}{(\bar{P}_r - P_{wf})}, \quad \left( \frac{bbl}{psi - D} \right).$$

Концепция коэффициента продуктивности (PI) не применяется для газовых скважин, так как соотношение забойного давления и дебита в этом случае является не прямой линией, а кривой.

### Коэффициент относительной продуктивности (КОП)

КОП определяется как отношение действительного коэффициента продуктивности к идеальному коэффициенту продуктивности ( $s_t = 0$ )

$$KOП = \frac{KП(действительный)}{KП(идеальный, s_t = 0)} = \frac{\left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 \right]}{\left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s_t \right]} = \frac{\bar{P}_r - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{\bar{P}_r - P_{wf}},$$

где

$$\Delta P_{skin} = 0,87 m s_t = 0,87 \left( \frac{162,6 q \mu B}{k h} \right) s_t,$$

$m$  – наклон однолагорифмической прямой (Хорнер или MDH).

КОП также называют эффективность дебита, показатель повреждения пласта законченной скважины или степень повреждения пласта.

**Пример 2-1.** Закон Дарси является, возможно, самым главным уравнением в разработке месторождений. Эта зависимость связывает дебит с депрессией и часто применяется при принятии решений по стимуляции. Следующий пример иллюстрирует подобный случай:

Нефтяная скважина

$$q = \frac{k h (\bar{P}_e - P_{wf})}{141,2 \mu B \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)},$$

$h$ (эффективная мощность пласта)	= 50 футов,
$P_e$ (начальное пластовое давление)	= 3000 psi,
$P_{wf}$ (забойное давление)	= 1000 psi,

$B$ (объемный коэффициент)	= 1,1 res bbl/stb,
$\mu$ (вязкость)	= 0,7 сантипуаза,
$r_e$ (радиус контура питания)	
$r_w$ (радиус скважины)	= 0,328 фута (7-7/8 дюйма).

### 1. Влияние площади контура питания

$A$ (акров)	$r_e$ (футов)	$\ln(r_e/r_w)$	Падение дебита ( $s=0$ )
40	745	7,73	
80	1053	8,07	4%
160	1489	8,42	9%
640	2980	9,11	16%

Увеличение площади контура питания в 16 раз приводит к максимальному падению дебита – 16%. Другими словами, для скважины на установившемся режиме площадь контура питания не оказывает большого влияния на дебит. В то же время площадь контура питания имеет огромное влияние на величину накопленной добычи скважины.

### 2. Влияние проницаемости и скина.

Для заданных ранее значений  $q = \frac{920k}{7,73 + s}$ .

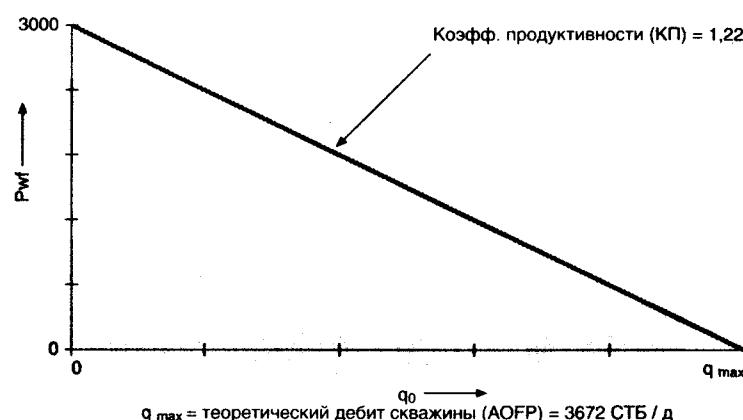
$s=0$	$s=10$
$k$ (миллидарси) $q$ (ст. баррелей/день)	$k$ (миллидарси) $q$ (ст. баррелей/день)
10,0	1190
1,0	119
0,1	12
0,01	1,2
10,0	519
1,0	52
0,1	5
0,01	0,5

Если  $k = 10$  миллидарси, снижение скина с 10 до 0 приводит к увеличению дебита более чем на 600 баррелей/день (т.е. эта скважина – кандидат для кислотной обработки материнской породы).

Если  $k = 0,1$  миллидарси, устранение скина приведет к увеличению дебита всего на 7 баррелей/день.

## Пример 2.2.

Рис. 2.2.  
Индикаторная  
кривая  
для примера



Для следующих данных по нефтяной скважине рассчитать

- теоретический дебит скважины и построить индикаторную кривую,
- коэффициент продуктивности.

Дано:

Проницаемость	$k_o = 30$ миллидарси
Эффективная мощность	$h = 40$ футов
Среднепластовое давление	$\bar{P}_r = 3000$ psig
Температура пласта	$T = 200^{\circ}\text{F}$ (по Фаренгейту)
Расстояние между скважинами	$A = 160$ акров ( $43560$ футов $^2$ /акр)
Диаметр ствола скважины	$D = 12\frac{1}{4}$ дюйма (без обсадной колонны)
Объемный коэффициент	$B_o = 1,2$ (баррель /ст. баррель)
Вязкость нефти	$\mu_o = 0,8$ сантипузса
(предположим скрин = 0 и отсутствие турбулентности)	

Решение:

$$(a) \text{ Радиус контура питания } r_e = \sqrt{\frac{A * 43560}{\pi}} = 1490 \text{ футов}$$

Радиус скважины,  $r_w = 0,51$  фута

Применяем закон Дарси для радиального притока

$$q_o = \frac{7,08 * 10^{-3} k_o h (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 \right]}.$$

Теоретический дебит скважины,

$$q_o = \frac{7,08 * 10^{-3} (30 * 40) (3000 - 0)}{(0,8 * 1,2) \left[ \ln \frac{1490}{0,51} - 0,75 \right]} = \frac{26550}{7,23} = 3,672$$

ст. баррелей / день.

(б) Коэффициент продуктивности (КП)

$$K_P = \frac{q}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{7,08 * 10^{-3} k h}{\mu_o B_o \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 \right]} = 1,22 \quad \left( \frac{\text{bbl}}{\text{psi} - D} \right)$$

## Источники информации

- Интерпретация тестирования неустановившегося режима, к.т. восстановление давления, снижения давления и интерференция дают следующие данные

$$\frac{k h}{\mu}, \bar{P}_r, s_t.$$

Примечание:

В нагнетательных скважинах тест восстановления давления называется тестом резкого снижения, а тест снижения давления называется тестом на приемистость.

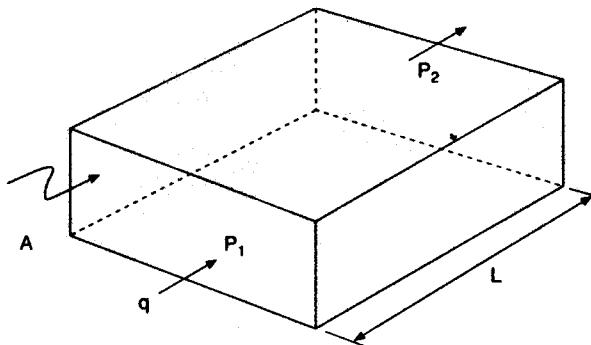
- Специальные исследования скважин, т.е. расширенный тест на снижение давления или определение границ пласта, применяются для определения контура питания и  $r_e$ .
- Данные каротажа и исследования керна применяются для определения  $k$  и  $h$ .

Довольно часто при правильном проведении и интерпретации методы интерпретации исследований скважин приносят самые типичные значения таких параметров пласта, как  $k h / \mu$ ,  $\bar{P}_r$  и др. Эти значения являются среднеобъемными значениями в радиусе проведения исследований, в то время как каротаж и исследования керна определяют значение  $k$  в отдельных точках вокруг ствола скважины.

## Необходимые определения

Рис. 2.3.

Закон Дарси  
для линейного  
потока



**Проницаемость ( $k$ ):** способность горных пород пропускать сквозь себя жидкость и газы. В простейшей форме закон Дарси, применяемый к прямоугольному образцу породы, имеет вид

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L},$$

где

- $q$  – объемный расход жидкости, см<sup>3</sup>/сек,
- $\mu$  – вязкость жидкости, сантипуз,
- $k$  – проницаемость породы, дарси,
- $L$  – длина образца, см,
- $A$  – площадь фильтрации, см<sup>2</sup>,
- $P_1 - P_2$  – перепад давлений на образце, атмосфер.

Из этой формулы проницаемость пористой среды, равная одному дарси, определяется для однофазного потока вязкостью один сантипуз, полностью заполняющего пустоты среды и текущего через образец, при условии вязкого потока объемом один кубический сантиметр в секунду через поперечное сечение в один квадратный сантиметр при падении давления в одну атмосферу на один сантиметр. Данное определение применимо в основном к материнской породе. В карбонатах, некоторых песках, углях, а также в других породах, в которых часто присутствуют растворенные каналы, естественные или наведенные трещины, эти каналы или трещины изменяют эффективную проницаемость всей горной породы. Можно показать, что в материнской породе с низкой проницаемостью несколько трещин могут привести к значительному изменению эффективной проницаемости породы. Также можно показать, что проницаемость (в дарси) трещины шириной  $w$  (в дюймах) на единицу высоты рассчитывается по следующей формуле

$$k = 54.4 \cdot 10^6 w^2.$$

Следовательно, трещина шириной 0,01 дюйма в куске породы будет соответствовать проницаемости породы 5440 дарси. Заметьте, что наличие всего нескольких таких трещин в

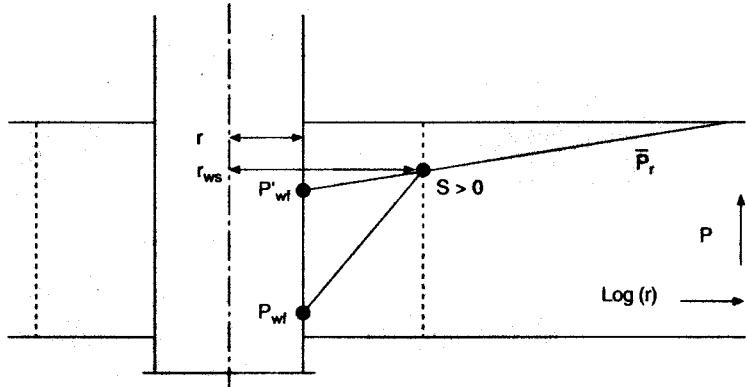
породе с низкой проницаемостью может существенно увеличить эффективную проницаемость породы.

**Эффективная мощность пласта ( $h$ ):** средняя толщина пласта в зоне дренирования, через которую жидкость поступает в скважину. Под эффективной мощностью пласта понимается не только высота зоны перфорации или толщина пласта, встречающаяся в скважине.

**Среднепластовое давление ( $\bar{P}_p$ ):** если заглушить все скважины месторождения, стабилизированное давление в пласте называется среднепластовым давлением. Лучшим способом получения приблизительного значения этого давления является тест на восстановление давления.

Рис. 2.4.

Положительный  
скин =  
поврежденная  
скважина  
или уменьшенный  
радиус скважины



**Скин-фактор ( $s_t$ ):** В процессе бурения и заканчивания скважины проницаемость породы вблизи ствола скважины может быть изменена. Эта зона измененной проницаемости называется поврежденной зоной. Вторжение бурового раствора, частичек глины, фильтрационной корки бурового раствора и цемента, а также наличие высокой газонасыщенности в зоне вокруг ствола скважины – вот некоторые из причин, вызывающих снижение проницаемости. Тем не менее удачная стимуляция, такая, как кислотная обработка или ГРП, приводят к значительному улучшению проницаемости вблизи скважины, таким образом, уменьшая скин, возникший вследствие повреждения породы. Скин-фактор, определяемый при исследовании скважины, отражает любой физический или механический феномен, ограничивающий приток в скважину. Наиболее часто встречающиеся причины таких ограничений помимо повреждения породы, – это частичное проникновение скважины в пласт, ограниченная перфорация, закупоривание перфорационных отверстий и турбулентция ( $Dq$ ). Весь этот скин, возникающий помимо повреждения породы, чаще всего называется «псевдоскин». Необходимо отметить, что суммарный скин, включая турбулентцию, может составлять 100 или даже больше в плохо законченных скважинах. Тем не менее минимальный скин в скважинах после интенсивной стимуляции составляет приблизительно 5.

Скин-фактор ( $s_t$ ) – это константа, связывающая падение давления в прискважинной зоне, дебит и гидропроводность породы (Рис. 2.4). Таким образом,

$$s_t = \Delta P_{skin} / (141,2 * q \mu_o B_o / kh)$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 ms_t = (p'_{wf} - p_{wf}) \text{ на рис. 2.4.}$$

где

$m$  – наклон полулогарифмической прямой из Хорнера или Миллера, Дайса и Хатчinsona, полученной из исследований на восстановление или падение давления соответственно (psi/логарифмич. цикл)

$$s_t = s + s_p + s_{pp} + s_{turb} + s_o + s_s + \dots;$$

где

$s_t$  – суммарный скин-эффект,

$s_d$  – скин-эффект вследствие повреждения породы (+ve),

$s_{pp}$  – скин-эффект вследствие частичного проникновения скважины в пласт (+ve),

$s_p$  – скин-эффект из-за перфорации (+ve) (Приложение Д),

$s_{turb}$  –  $Dq$ , скин эффект вследствие турбулентции или скин, зависящий от темпа отбора (+ve),

$s_o$  – скин-эффект вследствие наклона скважины (-ve),

$s_s$  – скин-эффект, возникающий вследствие стимуляции (в основном -ve).

Только положительный скин можно рассматривать с данной точки зрения. Необходимо заметить, что  $s_d$  в лучшем случае может быть уменьшен до нуля кислотной обработкой. Тем не менее искусственные трещины могут накладывать отрицательный скин ( $s_s$ ) в дополнение к сведению скина из-за повреждения породы ( $s_d$ ) к нулю.

Используя концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, Хокинс построил модель скважины, как показано на рис. 2.5:

$$s_t = (k_r/k_d - 1) \ln r_d/r_w,$$

где

$k_r$  – проницаемость коллектора,

$k_d$  – проницаемость измененной или поврежденной зоны,

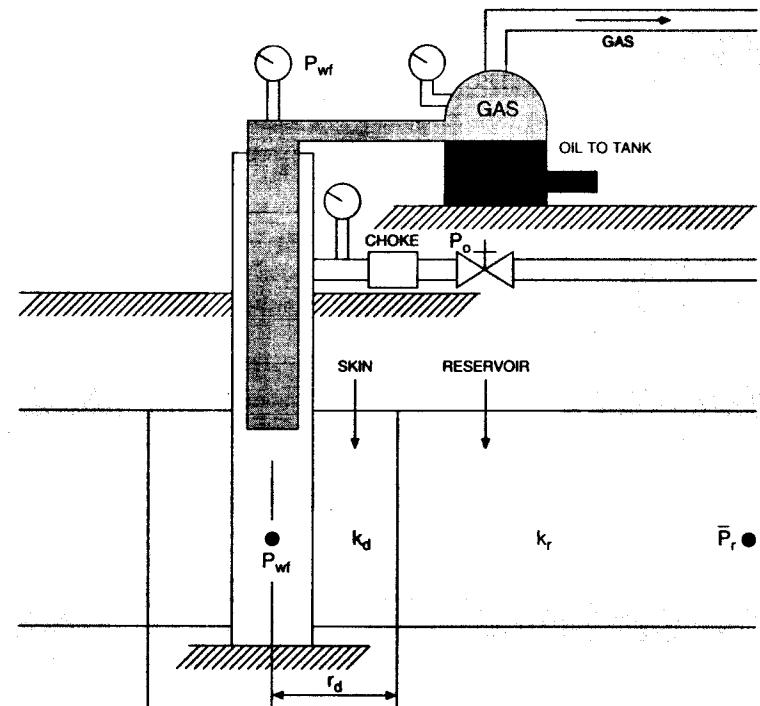
$r_d$  – радиус измененной или поврежденной зоны,

$r_w$  – радиус скважины.

Исходя из данной формулы видно, что, если скин  $s_t$  равен нулю, т.е. скважина не повреждена, проницаемость измененной зоны  $k_d$  равняется проницаемости коллектора  $k_r$ , или  $r_w$  равен  $r_d$ . Положительный скин служит признаком поврежденной скважины, в то время как отрицательный подразумевает стимуляцию.

Рис. 2.5.

Скважина  
и поврежденная  
зона,  
или зона  
измененной  
проницаемости



Формула Дарси для однофазного газа имеет следующий вид:

$$q_g = \frac{7,03 * 10^{-4} k_g h (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g z \bar{T} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s_t + Dq_g \right]},$$

где

$q_g$  – дебит газа, млн ст. куб. футов/день,

$k_g$  – проницаемость для газа, миллидарси,

$z$  – коэффициент сжимаемости газа, определенный при средней температуре и среднем давлении, доля (Приложение А),

$\bar{T}$  – средняя пластовая температура (градусов Ранкина),

$\bar{\mu}_g$  – вязкость газа, сантипуз (Приложение А), рассчитана при средней температуре и среднем давлении.

Все остальные параметры в формуле 2.1 известны. Обратите внимание, что скин уменьшается только при стимуляции, турбулентция уменьшается путем увеличения плотности перфорации или комбинацией обоих методов.

Формула Дарси для притока газа может быть упрощена подставляя –

$$z = 1, \mu_g = 0.02cp, t = 200^{\circ}\text{F}, \text{или } 660^{\circ}\text{R}, \\ \ln(r_e/r_w) - 0.75 = 7.03,$$

получаем  $q_g = 77 * 10^{-7} kh (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)$ ,

где  $q_g$  – дебит газа, млн ст. куб. футов/день,  
 $k$  – проницаемость, мдарси,  
 $h$  – эффективная мощность пласта, футов.

Данная формула применяется для быстрой оценки дебита газа из скважины. Тurbуленция  $Dq_g$  в формуле 2.2 называется скином, возникшим из-за турбулентции. В газовых скважинах он может быть весьма значительным и требовать дополнительной оценки для принятия решения о путях его снижения. В высокопродуктивных нефтяных скважинах данный член также может иметь большое значение. Для оценки скина из-за турбулентции формулу Дарси можно переписать в следующей форме:

$$(\bar{P}_r - P_{wf}) = a_o q_o + b_o q_o^2, \\ (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2) = a_g q_g + b_g q_g^2,$$

где

$$a_o = \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s_t \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} k_o h},$$

$$b_o = \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} k_o h} D,$$

$$a_g = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{T}}{7.08 * 10^{-3} k_g h} \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s_t \right],$$

$$b_g = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{T}}{7.08 * 10^{-3} k_g h} D.$$

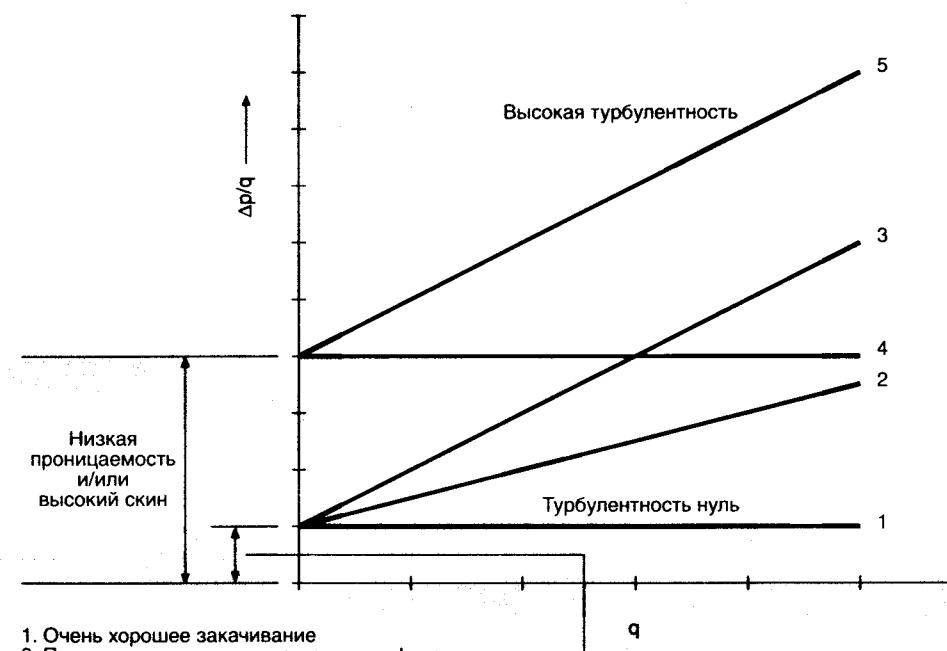
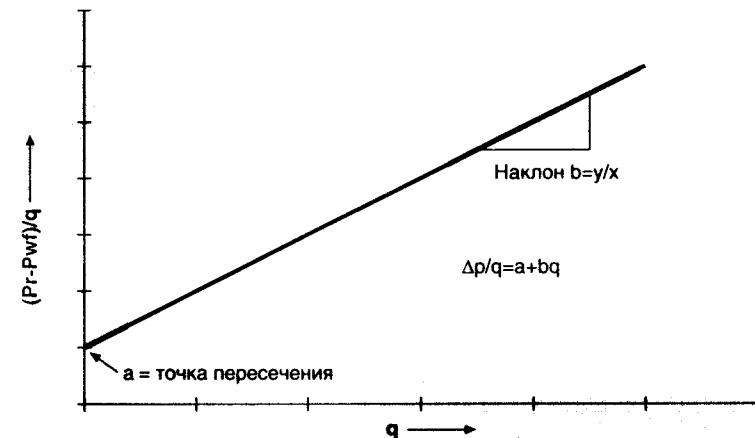
Обе эти формулы можно привести к линейной форме, разделив обе части выражения на дебит:

$$\frac{\bar{P}_r - P_{wf}}{q_o} = a_o + b_o q_o,$$

$$\frac{\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2}{q_g} = a_g + b_g q_g$$

для нефти и газа соответственно.

Рис. 2.6а.  
График,  
построенный  
на исследований  
по четырем  
точкам



1. Очень хорошее закачивание
3. Полагаем увеличение плотности перфорации или увеличение интервала
4. Стимуляция для уменьшения скина
5. Стимуляция и перфорация

Высокая проницаемость, низкий скин

Рис. 2.6б.

Оценка данных теста по четырем точкам, по Джонсу, Блонту, Глэзуу (Jones, Blount, Glaze)

Беря за основу четырехточечный тест (КВД), где забойное давление фонтанирования  $P_{wf}$  рассчитывается для четырех установленных дебитов  $q$ , на картезианской бумаге строится график, показанный на рис. 2.6а. Точка пересечения графика с осью ординат и наклон кривой на рис. 2.6а дают значения констант  $a$  и  $b$ , определяющих прямую линию. Коэффициент турбулентции может быть рассчитан, зная  $b$ . Диагностика четырехточечного теста приведена на рис. 2.6б. Необходимо отметить, что данные со скважины, представленные в случае 1, не показывают наличия какой-либо турбулентции, так как наклон графика равен нулю, соответственно значение  $b$  также равно нулю. В то же время турбулентция или скрин, возникающий из-за турбулентции, увеличиваются по мере увеличения наклона прямой, как показано в случае 2 и 3.

Джоунс, Блоунт и Глэйз модифицировали формулу Дарси для радиального притока путем аналитического выражения коэффициента турбулентции  $D$  как функции интервала перфорации и коэффициента турбулентции газа или нефти в породе  $\beta$ . Данные формулы приведены в Приложении А (секции 1Д и 2Б).

## Граничный эффект

Таблица 2.1.

Граничные факторы для различных контуров питания и положений скважин в контуре питания, где  $A$  – площадь контура питания и  $A^{1/2}/r_e$  – безразмерный коэффициент

Система	X	Система	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0,966A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,571A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1,44A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,565A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2,206A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,604A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1,925A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,610A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6,59A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,678A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9,36A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,668A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1,724A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1,368A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1,794A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2,066A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4,072A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0,884A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9,523A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1,485A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10,135A^{1/2}}{r_w}$

Большинство расчетов при резервуарном инжиниринге предполагает радиальную геометрию притока. Радиальная геометрия подразумевает, что контур питания скважины круглый и добывающая скважина располагается в центре дренируемого круга. Во многих случаях контур питания скважины имеет прямоугольную или какую-либо другую, не круглую форму. Применение формул, основанных на радиальной геометрии к нерадиальным контурам питания может привести к значительным ошибкам. Формула Дарси может быть модифицирована для различных форм радиуса контура питания следующим образом -

$$q_o = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{B_o \mu_o [\ln(x) - 0,75 + s]},$$

$$q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} kh(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Tz [\ln(x) - 0,75 + s + Dq_g]},$$

для нефти и газа соответственно,

$$PI = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} kh}{B_o \mu_o [\ln(x) - 0,75 + s]},$$

где даётся в Таб. 2.1 для различных форм контура питания и расположения скважин.

**Пример 2-3.** а) На скважине с установленным дебитом  $q_o = 1000$  баррелей/день тест КВД показывает следующее:

$kh/\mu = 20$  мдарси-футов/сантипуз;

$s_t = 2$ .

Рассчитать падение давления из-за скважин для  $B_o = 1$ .

**Решение:**

$$\Delta p_{skin} = 141,2 * \frac{q_o \mu B_o}{kh} * s_t = 141,2 * \frac{1000}{20} * 2 = 1412 \text{ psi}$$

б) Построить IPR (индикаторные кривые) по следующим скважинным данным и представить таблицу зависимости теоретического дебита (AOFP) от скважинного скина.

**Дано:**

Нефтяная скважина:

$k = 5$  мдарси

$\bar{P}_r = 2500$  psig

$h = 20$  футов

$s = -5, -1, 0, 1, 5, 10, 50$

$\mu_o = 1,1$  сантипуз

$B_o = 1,2$  пластовых барреля/баррель

сетка = 80 акров

$r_w = 0,365$  футов

**Решение:**

Радиус контура питания

$$r_e = \sqrt{\frac{80 * 43560}{\pi}} = 1053 \text{ футов},$$

$$\begin{aligned} AOFP = q &= \frac{7,08 * 10^{-3} kh \bar{P}_r}{\mu_o B_o \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + s \right]} \\ &= \frac{7,08 * 10^{-3} * 5 * 20 * 2500}{1,1 * 1,2 \left[ \ln \frac{1053}{0,365} - 0,75 + s \right]} = \frac{1341}{7,97 - 0,75 + s} \end{aligned}$$

Скин (s)	AOFP (стандартных баррелей (СТБ) / день)
-5	604
-1	216
0	186
1	163
5	110
10	78
50	23

Исходя из того, что КП (PI) прямая линия, для нефтяных скважин  $\bar{P}_r$  и AOFP определяют индикаторную кривую.

с) Нарисовать индикаторную кривую для газовой скважины со следующими параметрами. Рассчитать теоретический дебит скважины (AOFP):

$k = 1$  мдарси

$h = 200$  футов

$T = 200^\circ F$

$\mu = 0,019$  сантипуз

$z = 1,1$

$p_r = 3,500$  psig

сетка = 80 акров

$r_w = 0,365$  фута

скважин = 1

Из раздела (6)

$$\ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 = 7,22.$$

Из закона Дарси

$$q_g = \frac{7,03 * 10^{-4} kh(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g \bar{z} \bar{F} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} =$$

$$= \frac{7,03 * 10^{-4} * 1 * 200(3500^2 - P_{wf}^2)}{0,019 * 1,1 * 660(7,22 + 1)} =$$

$$= 1,24 * 10^{-3}(3500^2 - P_{wf}^2).$$

(без учета турбулентности)

$p_{wf}$ (psig)	Дебит (млн ст. куб. футов/день)
3500	0
3000	4030
2500	7440
2000	10 230
1500	12 400
1000	13 950
500	14 880
0	15 190

д) Рассчитать теоретический дебит скважины для примера (б) для квадратной зоны дренирования вместо радиальной и скина, равного нулю.

Решение:

$$AOFP = \frac{1341}{\ln x - 0,75 + s} = \frac{1341}{\ln x - 0,75}.$$

Из таб. 2.1

$$x = \frac{0,571 \sqrt{80 * 43560}}{r_w} = \frac{1066}{0,365} = 2920.$$

$$AOFP = \frac{1341}{\ln 2920 - 0,75} = \frac{1341}{7,98 - 0,75} = 185 \text{ (СТБ/день).}$$

#### Пример 2-4.

Представленные данные получены в ходе измерения притока нефтяной скважины.

Номер измерения	$q$ (СТБ/день)	$p_{wf}$ (psia)
1	400	2820
2	1000	2175
3	1340	1606
4	1600	1080

$$\bar{p}_r = 3000 \text{ psia.}$$

Используя метод Джонса, Блонта, Глэйза, рассчитайте:

- 1) а и б,
- 2) AOPF.

Решение:

Строим график зависимости  $q$  от  $(\bar{p}_r - p_{wf})/q$  в декартовых координатах, основываясь на представленных данных. Для этого подготовим следующую таблицу:

$q$ (СТБ/день)	$p_{wf}$ (psia)	$(\bar{p}_r - p_{wf})/q$
400	2820	0,45
1000	2175	0,825
1340	1606	1,0403
1600	1080	1,2000

Через полученные точки проводим прямую, получая таким образом точки пересечения с осями и наклон. Уравнением прямой является

$$(\bar{p}_r - p_{wf})/q = 0,1997 + 0,000625q$$

$$a = 0,1997,$$

$$b = 0,000625,$$

$$AOFP = q(p_{wf} = 14,7 \text{ psia}).$$

Решаем квадратное уравнение относительно  $q$ :

$$0,000625q^2 + 0,1997q - 2985,3 = 0,$$

$$q = \frac{-0,1997 \pm \sqrt{(0,1997)^2 + (4 * 0,000625 * 2985,3)}}{2 * 0,000625},$$

$$q = \frac{-0,1997 \pm \sqrt{7,5}}{1,25 * 10^{-3}}.$$

Выбираем положительное решение уравнения

$$q = \frac{-0,1997 + \sqrt{7,5}}{1,25 * 10^{-3}} = 2031 \text{ (СТБ/день).}$$

Теоретический дебит скважины составляет 2031 (СТБ/день).

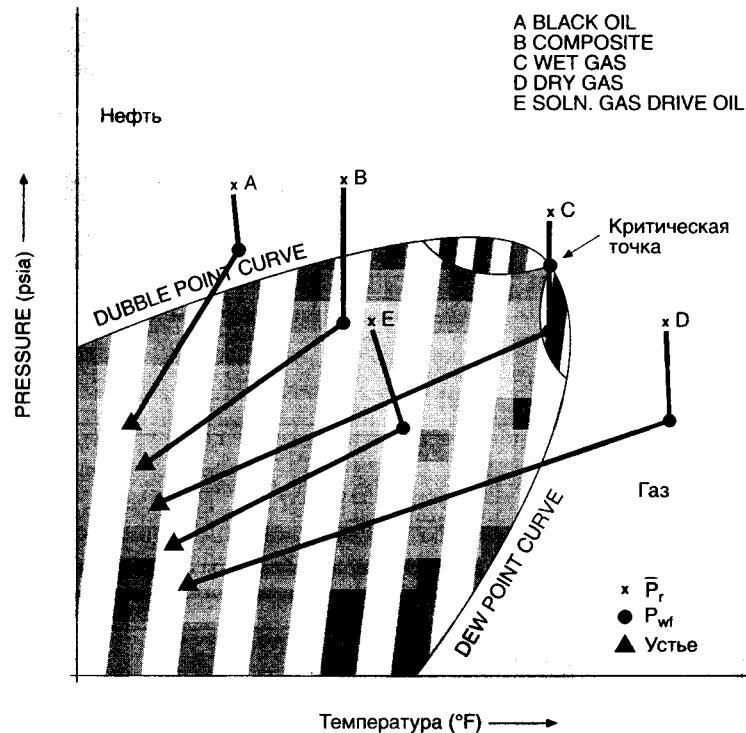
#### Двухфазный поток

Закон Дарси распространяется только на однофазный поток в пласте. В случае нефтяного пласта однофазный поток имеет место при забойном давлении выше давления насыщения пластовой жидкости при пластовой температуре. В течение разработки месторождения пластовое давление продолжает падать, если не применяется закачка жидкости или заводнение. Следовательно, в течение истощения залежи забойное давление падает ниже давления насыщения, что приводит к совместному однофазному и двухфазному потоку в пласте. Для расчетов в этом случае требуется композитная индикаторная кривая. Перед тем как перейти к обсуждению композитной индикаторной кривой, кратко обсудим фазовые превращения.

## Фазовые превращения углеводородов

Образцы пластовых жидкостей, взятые при пластовом давлении, анализируются в PVT-бомбах для построения фазовых диаграмм. Типичная фазовая диаграмма для тяжелой нефти представлена на рис. 2.7 и показывает физическое состояние флюида. Исходя из среднего пластового давления, забойного давления и соответствующих им температур можно определить состояние пластового флюида, т.е. одну фазу, две фазы или комбинацию. Данная информация используется при определении формулы для построения индикаторной кривой.

Рис. 2.7.  
Типичная фазовая  
диаграмма  
дегазированной  
нефти



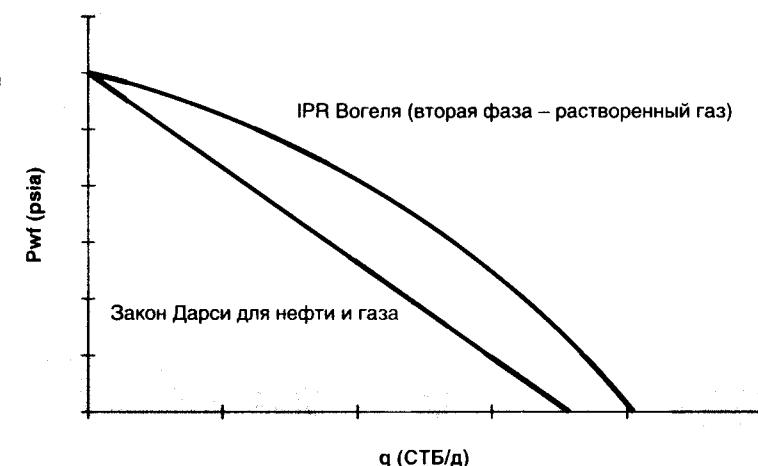
### Отношение Вогеля для притока

В случае двухфазного потока в пласте, когда пластовое давление  $\bar{p}_r$  ниже давления насыщения, рекомендуется применять отношение Вогеля для определения притока (рис. 2.8)

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2.$$

Данную индикаторную кривую можно построить либо если мы знаем теоретический дебит скважины  $q_0 \text{ max}$  и пластовое давление либо пластовое давление  $\bar{p}_r$  и дебит при известном забойном давлении. В любом случае нам потребуется КВД для определения  $\bar{p}_r$  и измерение притока с забойным датчиком.

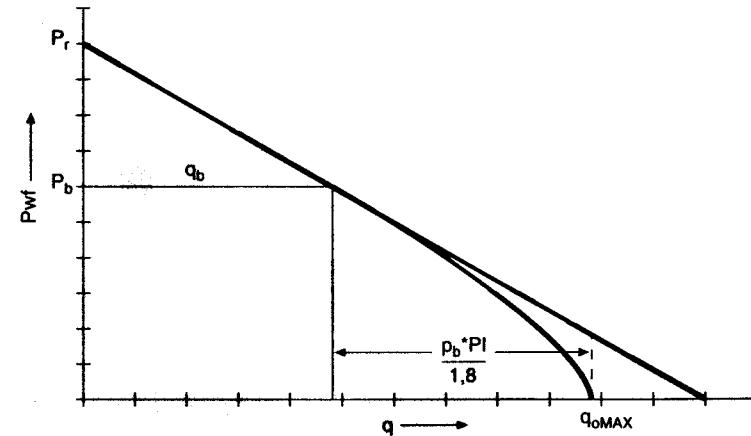
Рис. 2.8.  
Различные формы  
отношения дебита  
к забойному  
давлению (IPR)



### Композитная индикаторная кривая

Композитная индикаторная кривая является комбинацией коэффициента продуктивности (КП/PI), основанного на формуле Дарси для давления выше давления насыщения и соотношения Вогеля ниже давления насыщения. Данная конкретная индикаторная кривая используется, когда пластовое давление  $\bar{p}_r$  выше давления насыщения  $p_b$ , а забойное давление – ниже (рис. 2.9).

Рис. 2.9.  
Композитная  
индикаторная  
кривая Вогеля



Таким образом,  $q_0 = PP^*(\bar{p}_r - p_{wf})$  для  $p_{wf} \geq p_b$

и

$$q_0 = \left( q_b + \left( \frac{PI * p_b}{1,8} - q_b \right) \right) \left[ 1,0 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

для  $p_{wf} < p_b$ .

$q_b = PP^*(\bar{p}_r - p_b)$  – дебит при  $p_{wf} = p_b$ .

где

Необходимо отметить, что индикаторная кривая Вогеля не зависит от скрин-фактора и поэтому может применяться только для неповрежденных скважин. Стэндинг [11] ввел поправку индикаторной кривой Вогеля для поврежденных или простимулированных скважин.

### Поправка Стэндинга для индикаторной кривой Вогеля

Стэндинг скорректировал индикаторную кривую Вогеля для учета эффекта скрина и вывел концепцию фактора эффективности притока (ФЭП/FE). Если  $p'_{wf}$  (рис. 2.4) – забойное давление неповрежденной скважины, а, соответственно забойные давления поврежденной и стимулированной скважины соответственно, тогда

$$FE = \frac{\bar{p}_r - p'_{wf}}{\bar{p}_r - p_{wf}|_{s>0}} \quad \text{поврежденная скважина,}$$

$$FE = 1 \quad \text{неповрежденная скважина,}$$

$$FE = \frac{\bar{p}_r - p'_{wf}}{\bar{p}_r - p_{wf}|_{s<0}} \quad \text{стимулированная скважина.}$$

Таким образом, ФЭП (FE) может быть рассчитан, используя методы испытания скважин. Индикаторные кривые Вогеля для различных значений ФЭП (FE) представлены на рис. 2.10:

$$FE = \frac{P_{D|s=0}}{P_{D|s}} = \frac{\ln(t_D) - 0,80907}{\ln(t_D) - 0,80907 + 2s},$$

где

$$P_D = \frac{k h (p_e - p_{wf})}{141,2 q \mu \beta},$$

$$t_D = \frac{0,000264 k t}{\phi \mu C_t r_w^2}.$$

Значения  $P_D$  и  $t_D$  берутся с графиков соответствия или из данных исследований, таких, как  $k/\mu$  и  $s$ , а также других доступных параметров скважин и пластов.

Из определения ФЭП (FE)

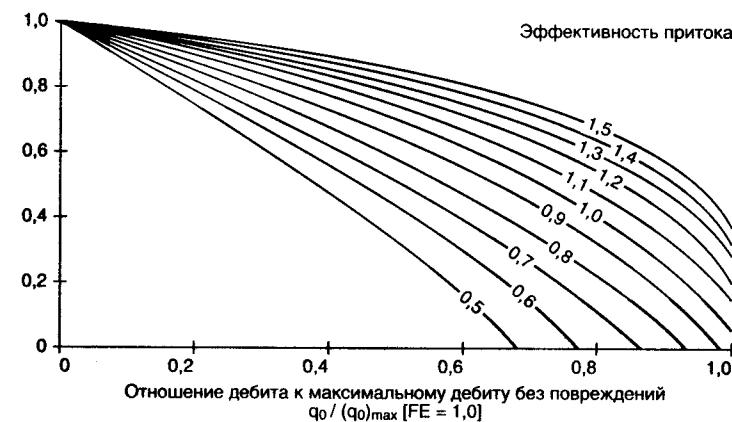
$$p'_{wf} = \bar{p}_r - FE(\bar{p}_r - p_{wf}).$$

Таким образом, индикаторная кривая Вогеля может быть записана как

$$\frac{q_0}{q_{0\max}} = 1,0 - 0,2 \left( \frac{p'_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0,8 \left( \frac{p'_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2.$$

Для больших отрицательных значений скрин-фактора или фактора эффективности притока (ФЭП/FE) и низких давлений эти индикаторные кривые предсказывают более низкие дебиты, чем достигаемые в реальности.

Рис. 2.10.  
Корреляция  
Стэндинга для  
скважин  
с ФЭП,  
отличным  
от единицы



### Метод Фетковича

Многоступенчатое исследование газовых скважин методом противодавления является стандартной процедурой построения кривой производительности или производительности газовой скважины. Феткович применил данные исследования на нефтяных скважинах при пластовом давлении выше и ниже давления насыщения. Основной вывод из этих исследований состоит в том, что, как и в газовых скважинах, соотношение дебита и забойного давления в нефтяной скважине, или индикаторная кривая нефтяной скважины, имеет следующую формулу:

$$q_o = C (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n.$$

Данная формула также называется формулой нефтяной и газовой производительности. Показатель степени  $n$  лежит между 0,5 и 1,0 для нефтяных и газовых скважин. Значение  $n$  меньше чем 1,0 часто является следствием не Дарси-эффектов. В таких случаях может использоваться не Дарси-множитель притока. Коэффициент  $C$  представляет коэффициент продуктивности залежи. Следовательно, данный коэффициент увеличивается с ростом  $k$  и  $h$  и уменьшается с увеличением скрина.

Индикаторные кривые Фетковича являются частными случаями индикаторных кривых скважин и получаются как результат многоступенчатых исследований скважин методом противодавления, таких, как изохронные испытания.

### Многоступенчатый тест или исследование скважин методом противодавления (испытания на неустановившемся притоке при переменных дебитах)

Такие исследования производятся в остановленных скважинах, достигших установившегося давления во всем контуре питания. Данные исследования также называют тестом производительности, так как они используются для предсказания производительности или дебита скважины при различных значениях забойного давления  $p_{wf}$  (противодавления на пласт). Обычно данный тест представляет собой серию, состоящую минимум из трех дебитов и значений забойного давления как функции времени в течение этих интервалов притока. Результаты исследований представляются в логарифмических координатах как  $\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$  от  $\log q$ . Типичные последовательности представлены на рис. 2.11 и 2.12.

Рис. 2.11.  
Различные притоки, прямая последовательность (по Фетковичу)

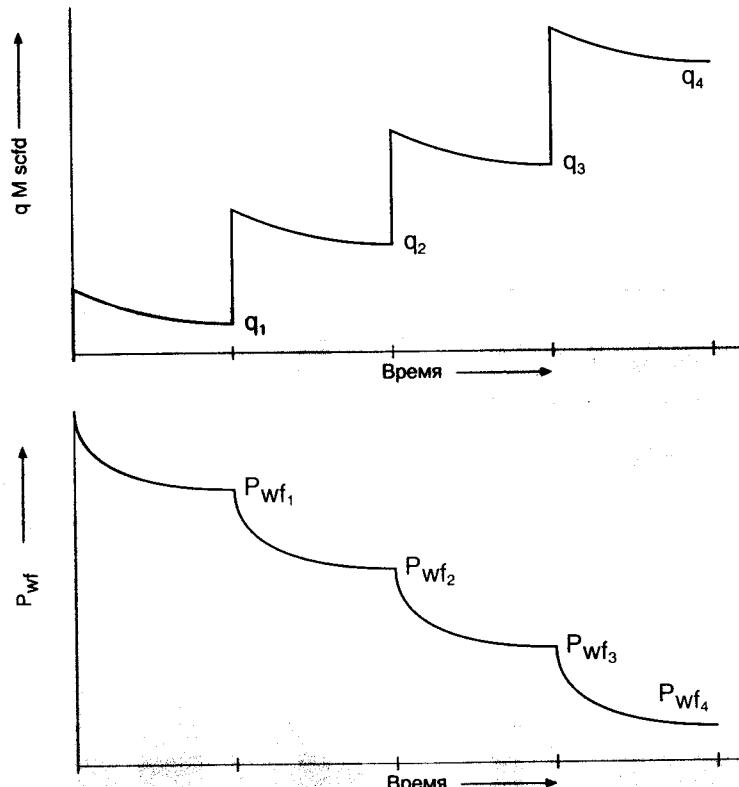
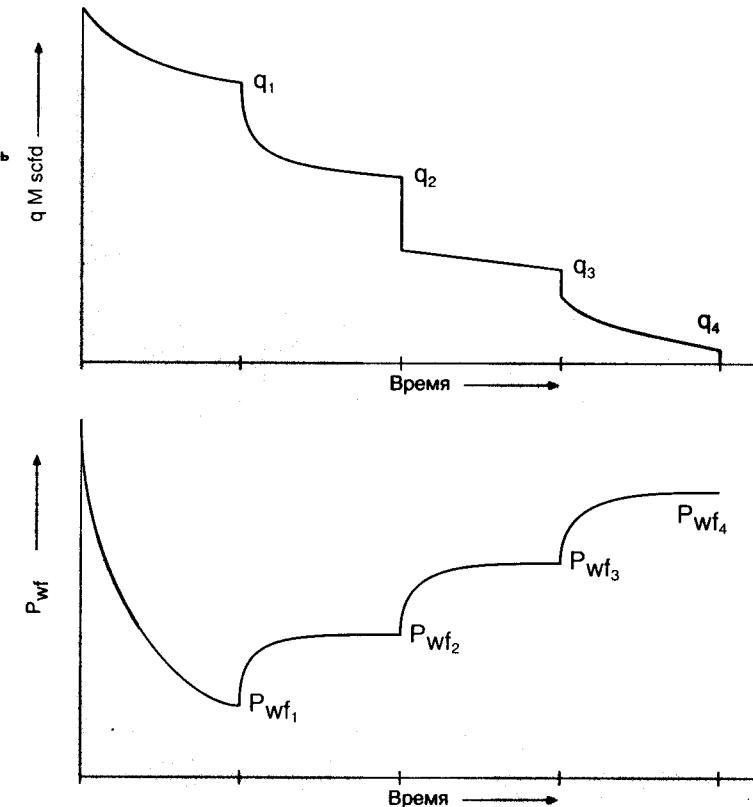


Рис. 2.12.  
Различные притоки, обратная последовательность (по Фетковичу)



Пример.

Дано:

Многоступенчатый тест

Цель данного упражнения – рассчитать  $C$ ,  $n$ ,  $AOF$ , используя общепринятые формулы.

$$\bar{p}_r = 201 \text{ psia}$$

Продолжительность (часов)	$p_{wf}$ (psia)	$m(p)$ (MMpsi <sup>2</sup> /сантипуаз)	Дебит (млн куб. фут./день)
0	201	3,56	0,00
3	196	3,38	2,73
2	195	3,35	3,97
2	193	3,28	4,44
4	190	3,18	5,50

После проведения испытаний на приток коэффициенты формулы фильтрационных свойств, такие, как  $C$  и  $n$  рассчитываются по графи-

ку зависимости  $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$  от  $q$ . После того как эти точки нанесены на график, через них проводится прямая линия. Полученная линия называется фильтрационным графиком, где

$$n = \frac{\log(q_2) - \log(q_1)}{\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf2}^2) - \log(\bar{p}_r^2 - p_{wf1}^2)},$$

$$C = \frac{q}{(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n}$$

рассчитываются для любого  $q$  и соответствующего ему  $p_{wf}$ , полученного с фильтрационного графика.

### Изохронные исследования

Подобные исследования проводятся в низкопроницаемых коллекторах, где необходимое время для достижения установившегося забойного давления чрезмерно велико. Это случается в очень низкопроницаемых нефтяных или коллекторах, требующих стимуляции. В стандартный тест входит запуск скважины на нескольких различных дебитах с периодами остановки между ними. Длительность периодов работы скважины остается постоянной, а время остановок скважины – достаточно продолжительным для достижения пластовым давлением в контуре питания уровня среднепластового давления в пласте. Исследование заканчивается продолжительным периодом добычи на одном дебите (рис. 2.13).

Рис. 2.13.  
Изохронный тест,  
дебит  
и диаграмма  
давления

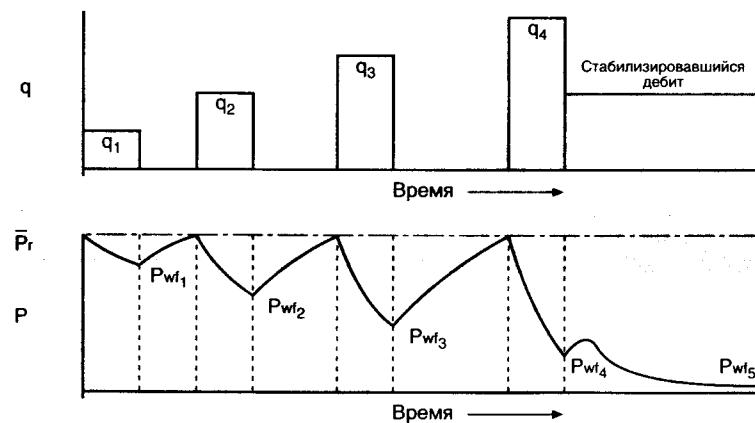


Рис. 2.14.  
Зависимость  
 $\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2$   
от дебита  $q$ ,  
изохронный тест

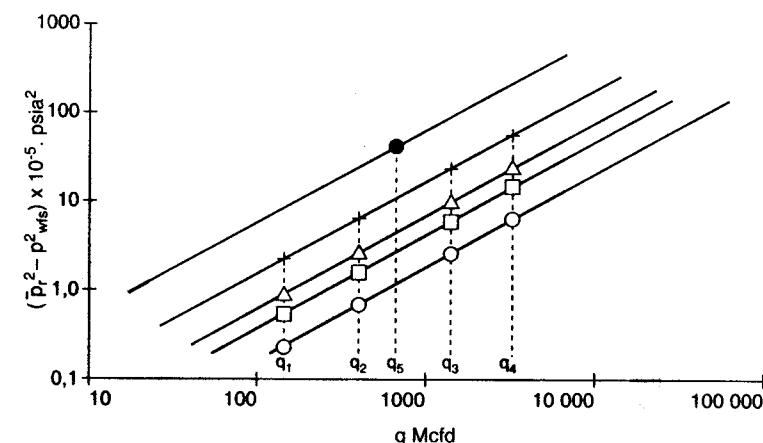
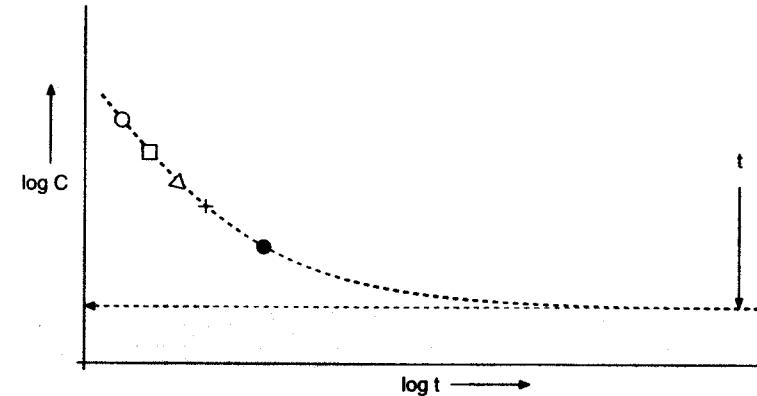


Рис. 2.15.  
Зависимость  
 $\log C$  от  $\log t$   
при изохронном  
тесте



Для анализа данных исследований строятся графики зависимости  $\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$  от  $\log q$ , как показано на рис. 2.14, для каждого периода работы скважины на определенном дебите. Далее проводятся прямые линии через полученные точки, по одной для каждого дебита. Угол наклона  $n$  всех кривых должен быть одинаков, прямые должны быть параллельны. С увеличением времени эти прямые должны располагаться все ближе и ближе друг к другу. Угол наклона  $n$  рассчитывается для любой из этих прямых по формулам, используемым при испытаниях на неуставновившемся притоке при переменных дебитах. Коэффициент  $C$  рассчитывается, основываясь на прямой с наклоном  $n$ , проведенной через точку, соответствующую последнему стабилизировавшемуся дебиту продленного периода в конце испытания.

Более точным методом определения  $C$  является метод, приведенный на рис. 2.15, где построен график зависимости  $\log C$  от  $\log t$ . Плавная кривая проведена через все точки. Значение  $C$  в точке, где график становится асимптотичен оси времени, считается действительным значением  $C$ . Часто необходимо проэкстраполировать кривую для определения действительного значения  $C$ .

Рис. 2.16.  
Модифицированный изохронный тест.  
Дебит и диаграмма давления

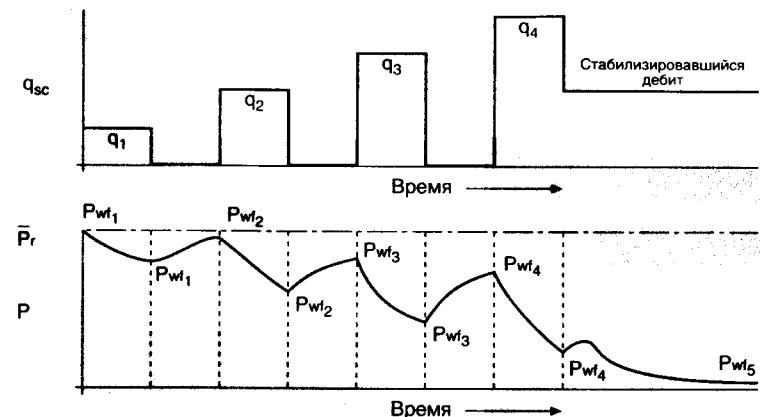
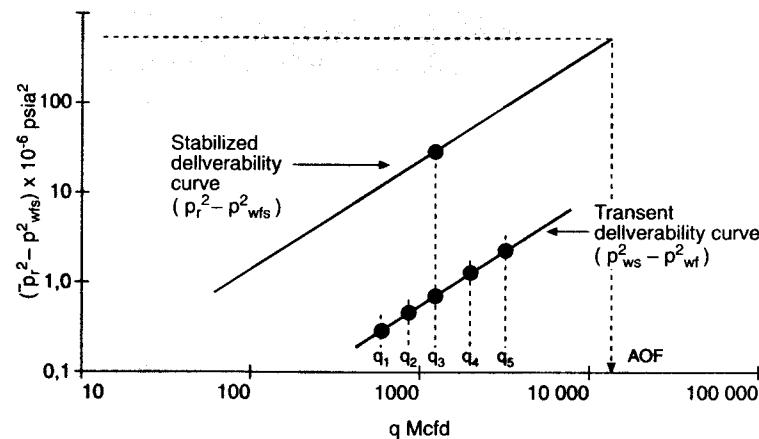


Рис. 2.17.  
Зависимость  $\bar{p}_r^2 - p_{ws}^2$  от дебита  $q$ , модифицированный изохронный тест

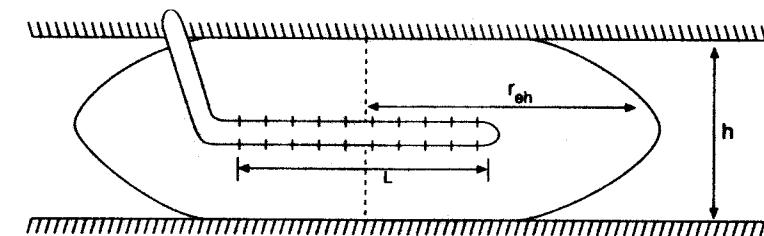


В коллекторах с очень низкой проницаемостью, при проведении подобных исследований длительность остановки скважины, необходимой для достижения установившегося давления, становится слишком большой. В подобных случаях производится модифицированный изохронный тест, как показано на рис. 2.16 и 2.17. При модифицированных исследованиях длительность остановки скважины равна длительности периода замера дебита. В этом случае на графике с логарифмической шкалой откладывается разность площадей начального и конечного давлений для каждого периода. И через полученные точки проводится прямая линия. Далее строится график  $(\bar{p}_r^2 - p_{ws}^2)$  против конечного продолжительного дебита и проводится прямая через эту точку параллельно начальной. Теоретический дебит скважины (AOFP) рассчитывается по этой прямой при забойном давлении, равном нулю. (Более детально данный вопрос рассматривается в книге «Теория и практика исследования газовых скважин», глава 3. Energy Resources Conventional Board, Калгари, Канада, 1975.)

## Горизонтальные скважины

Закон Дарси предполагает, что толщина или эффективная мощность пласта прямо пропорциональна производительности скважины. Продуктивная длина горизонтальной скважины может быть значительно больше. В горизонтальных скважинах производительность напрямую не зависит от длины. С увеличением длины горизонтальной скважины ее производительность увеличивается очень медленно. Тем не менее горизонтальные скважины могут быть очень длинными. Их длина ограничивается только экономическими показателями. В неоднородных пластах или пластах с естественной трещиноватостью подобные скважины могут быть пробурены перпендикулярно плоскости естественных трещин с целью значительного увеличения производительности. На месторождении Роспо Мэя в Италии горизонтальная скважина дает в 10 раз больше соседних вертикальных. В маломощных низкопроницаемых пластах это менее вероятно.

Рис. 2.18.  
Модель  
дренирования  
горизонтальной  
скважины



Соотношение между притоком и забойным давлением для горизонтальной скважины, пробуренной по центру пласта (рис. 2.18), определяется уравнением

$$Q_0 = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k_h h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o \beta_o \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_w} \right) \right\}}$$

для  $L > \beta h$  и  $(L/2) < 0,9r_{eh}$ ,

где

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0,5 + \sqrt{0,25 + \left( \frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5} -$$

половина большей оси эллипса дренирования в горизонтальной плоскости (Рис. 2.18).

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, \quad k = \sqrt{k_h k_v},$$

где индексы  $h$  и  $v$  относятся к горизонтальной и вертикальной плоскости соответственно. Все переменные в данной формуле даны в нефтепромысловых единицах, и она может быть применена в газовой скважине в соответствии с формулой Дарси для газа.

**Пример 2.5.**

Газовая скважина. Рассчитать приток горизонтальной скважины.	
Сетка	160 акров
Горизонтальная проницаемость, $k_h$	0,06 мдарси
Вертикальная проницаемость, $k_v$	0,06 мдарси
Среднепластовое давление, $\bar{p}_r$	800 psia
Забойное давление, $p_{wf}$	400 psia
Радиус скважины, $r_w$	5 дюймов
Пластовая температура, $T_r$	800°F
Относит. плотность газа, $\gamma_g$	0,65
Мощность пласта, $h$	1600 футов
Длина горизонтального участка, $L$	2770 футов

**Решение:**

$z = 0,9$  (по корреляции Стэндинга),  
 $\mu_g = 0,0123$  сантипуаза,

$$q_{sc} = \frac{703 * 10^{-6} k_h h (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{T \bar{\mu}_g z \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_w} \right) \right\}},$$

$$x = \frac{703 * 10^{-6} h}{T \bar{\mu}_g z} = \frac{703 * 10^{-6} * 1600}{540 * 0,0123 * 0,9} = 0,19,$$

$$x' = x(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) = 0,19(800^2 - 400^2) = 91200,$$

$$q_{sc} = \frac{91200k}{0,79 + 0,58\beta \ln(1920\beta)} = 1057,$$

$$q_{sc} = 1057 \text{ (млн ст. куб. футов/день)}$$

**Плотные породы**

В резервуарах с очень низкой проницаемостью (меньше 0,1 мдарси) очень тяжело разработать поддающийся интерпретации тест. Самая большая проблема в этом случае это время, необходимое для достижения радиального притока бесконечно-го размера, что делает подобные тесты непрактичными. Следовательно, становится очень сложно получить такие характеристики пласта, как  $(kh/\mu)$ ,  $s$ ,  $\bar{p}_r$  и т.д., для установления КП (коэффициента продуктивности). Многоступенчатые исследования для определения индикаторных кривых также становятся достаточно сложными из-за времени, необходимого скважине для стабилизации на каком-либо дебите, если в скважине вообще есть приток. К сожалению, на большинстве таких низкопроницаемых скважин был произведен ГРП. После ГРП эффективный радиус скважины значительно увеличивается. В этом случае становится еще сложнее получить радиальный приток, чтобы можно было применить типовой анализ Хорнера для исследования скважин после ГРП. Данные тесты после ГРП дают свойства трещин ГРП, такие, как проводимость трещины, полудлина трещины и т.д.

Очень часто, когда стандартный анализ (Хорнер/полулогарифмический анализ и т.д.) не подходит для интерпретации результатов теста, применяется техника наложения на типовую кривую для определения параметров пласта, таких, как  $(kh/\mu)$ ,  $s$  и т.д.

После определения параметров пласта типовые кривые могут использоваться для построения притока на неуставновившемся режиме. Плотные формации остаются в неуставновившемся режиме в течение длительного времени после запуска скважины. В течение этого неуставновившегося периода, типовые кривые (ТК) могут быть использованы для построения индикаторных кривых неуставновившегося режима (ИКНР). ИКНР позволяют рассчитывать накопленную добчу в этот период в дополнение к дебитам, рассчитываемым по индикаторным кривым установившегося режима.

**Типовые Кривые**

Типовые кривые (ТК) являются графическим представлением решения уравнения проводимости для постоянного падения дебита и различных граничных условий. Уравнение проводимости является математическим описанием феномена течения жидкости в пласте к скважине. Каждая типовая кривая (ТП) допускает следующие типы коллекторов и скважин:

- однородные пласти со скважинами и скином или без;
- однородные пласти с индуцированными трещинами в скважине;
- пласти с двойной пористостью или естественной трещиноватостью;
- пласти с большим количеством пропластков и т.д.

Три переменные по осям  $x$ ,  $y$  и  $z$  типовой кривой являются соответственно безразмерным давлением, безразмерным временем и переменной, представляющей условия в прискаженной зоне или форму границы. В зависимости от условий в стволе скважины (освоение скважины) переменная  $z$  может быть

- дополнительным скважинным притоком ( $c$ ) или скином ( $s$ ) в случае однородного пласта;
- проводимостью трещины ( $F_{CD}$ ) в случае скважин с индуцированными трещинами.

Все ТК строятся на логарифмической бумаге, таким образом, форма кривых напрямую зависит от замеров времени и давлений, полученных при исследовании на неуставновившемся режиме. Другие параметры, такие, как  $kh$ ,  $\mu$ ,  $q$ ,  $\phi$  и др., влияют на совпадение графика данных исследования и ТК. Объяснение данного факта может быть дано при помощи ТК для однородного пласта с дополнительным скважинным притоком и скином.

**Типовая кривая однородного пласта**

ТК для однородного пласта с дополнительным скважинным притоком и скином представляет  $p_D$  как функцию  $t_D/C_D$  для различных  $C_D e^{2s}$  на Рис. 2.19 (Gingarten et al Flopetrol Johnston Schlumberger). Эта ТК широко известна как типовая кривая Флопетрол Джонстон (Flopetrol Johnston). Периоды, в которых доминирует дополнительный скважинный приток, называются периодами притока скином, а периоды, в которых доминирует скин, называются периодами притока трещиной.

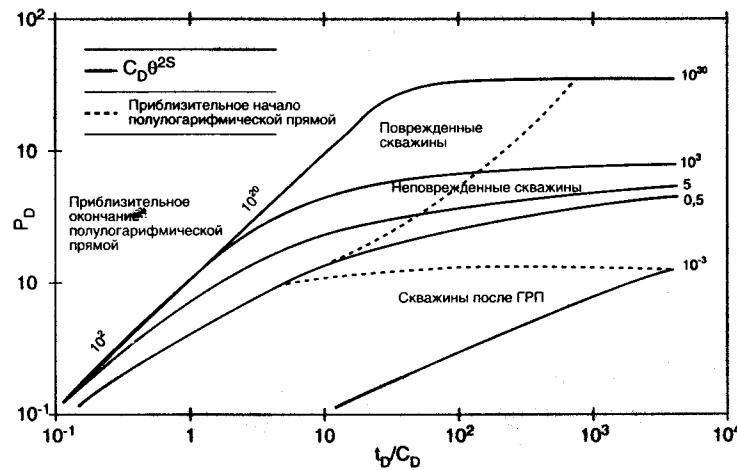
тельный скважинный приток для всех значений  $C_D e^{2s}$  ложатся на одну линию (с одним наклоном). Конец участка графика линии с одним углом наклона для различных значений  $C_D e^{2s}$  отмечен на ТК. Начало участка кривой, представляющего бесконечный радиальный приток, отмечено на графике. Данная кривая не показывает эффект границ, а посему не может строго применяться к бесконечному резервуару. В реальности, как только скважина чувствует влияние границ, данные типовые кривые смещаются вверх. Безразмерное время при влиянии граничных условий зависит от того, насколько эти границы далеко от скважины. Типичная типовая кривая для скважины без границы контура питания представлена позже для скважины после ГРП (рис. 2.20).

Преимуществом ТК Флопетрол Джонстон (Flopetrol Johnston) является простота совмещения и ясное определение режимов притока, таких, как конец периода дополнительного притока скважины, начало периода бесконечного радиального притока и т.д. На данной типовой кривой безразмерные переменные определяются следующим образом:

$$p_D = \frac{kh}{141,2qB_0\mu} \Delta p \quad - \text{безразмерное давление}$$

$$t_D / C_D = 0,000295 \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta p}{C}, \quad C_D = \frac{0,8936C}{\phi\mu C_t r_w^2}.$$

Рис. 2.19.  
Типовая Кривая  
для однородного  
пласта



Данные безразмерные группы представляют универсальную шкалу давления и времени. На самом деле ТК представляют глобальную реакцию давления по времени на различные уровни дебитов и закачки. Представление этих переменных в логарифмических координатах делает возможным совмещение их с графиком зависимости давления от времени, полученным при испытании скважины. Логическое обоснование данного факта заключается в следующем:

$$\log p_D = \log \Delta p + \log \frac{kh}{141,2qB\mu} = \log \Delta p + \log y,$$

где  $y$  – константа для данного конкретного пласта.

Подобным же образом

$$\log(t_D / C_D) = \log \Delta t + \log \left( 0,000295 \frac{kh}{\mu C} \right) = \log \Delta t + \log x,$$

где  $x = f(k, h, \mu, C)$  – константа для системы скважина–пласт.

Следовательно,  $\log p_D$  и  $\log t_D$  фактически являются  $\log \Delta p_D$  и  $\log \Delta t$  соответственно, переведенными некими константами, определяемыми характеристиками пласта. Таким образом, если используется правильная типовая кривая, представляющая модель пласта, реальный и теоретический графики зависимости давления от времени совпадают по форме но смещены по масштабу при построении в логарифмических координатах.

### Соотношение для расчета притока при неустановившемся режиме

#### Бесконечный однородный пласт

Индикаторные кривые неустановившегося режима для бесконечного пласта могут быть построены с использованием типовых кривых Флопетрол Джонстон (Flopetrol Johnston) как показано в примере.

#### Пример 2.6.

Дано:

$$k = 1 \text{ мдарси}$$

$$h = 20 \text{ футов}$$

$$\mu_o = 1 \text{ сантипуз}$$

$$B_o = 1,0 \text{ РБ/СтБ}$$

$$\bar{p}_r = 000 \text{ psia}$$

$$r_w = 0,5 \text{ фута}$$

$$\phi = 0,2$$

$$C_t = 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$C = 0,001 \text{ барреля/psi}$$

$$\text{время} = 0,1, 1, 10, 100 \text{ часов}$$

$$S = 1,21$$

Расчет:

$$\frac{t_D}{C_D} = 0,000295 \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C} = 5,9 \Delta t,$$

$$C_D = \frac{0,8936C}{\phi\mu C_t r_w^2} = 89,36,$$

$$C_D e^{2s} = 89,36 \cdot e^{2,42} = 1000.$$

По типовой кривой рис. 2.19 для  $C_D e^{2s} = 1000$  значения  $p_D$  получаются для различных значений  $t_D / C_D$  как функция времени. В этом случае, теоретический дебит скважины

$$q = \frac{kh}{141,2B_o\mu_o} \frac{\bar{p}_r}{p_D},$$

$\Delta t$ , час	$t_D/C_D$	$p_D$ , из ТК	Теоретический дебит, баррелей/день
0,1	0,59	0,56	506
1	5,9	3,15	90
10	59	5,9	48
100	590	7,2	39

Для однородных пластов широко известное бесконечное полулогарифмическое приближение для скважин со скрином, работающих на постоянном дебите после ослабления эффектов дополнительного притока скважины, дается в следующем виде:

$$p_D = 1/2(\ln t_D + 0,80907 + 2s).$$

Данная формула представляет типовую кривую однородного пласта до тех пор, пока неустановившееся давление не достигает границы радиуса дренирования. Это время зависит от радиуса контура питания и может быть рассчитано, основываясь на некоторых свойствах коллектора:

$$t_{(\text{часы})} = 948 \left( \frac{\phi \mu C_t r_e^2}{k} \right).$$

Уравнение для  $p_D$  упрощается до следующего вида:

$$q_o = \frac{kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{162,6\mu_o B_o \left[ \left\{ \log \left( \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,78s \right\} + \log(t) \right]}.$$

Соотношение для расчета притока при неустановившемся режиме газовых скважин приведено в Приложении А, секция IV.

### Пример 2.7.

То же, что и в предыдущем примере,  $r_e = 2000$  футов. Время до окончания псевдобесконечного радиального притока, в часах:

$$t = 948 \frac{0,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2000^2}{1} = 7584 \text{ часа},$$

$$q_o = \frac{20 * 2000}{162,6 \left[ \left\{ \log \left( \frac{1}{0,2 \cdot 10^{-5} \cdot 0,5^2} \right) - 3,23 + 0,87s \right\} + \log(t) \right]} = \frac{246}{\log t + 4,3}.$$

$t$ , час	$q_o$ (теоретический дебит скважины)
0,1	74,55
10	46,42
100	39,05
1000	33,70
7584	30,07

Обратите внимание на отклонение значения теоретического дебита на отрезке времени менее 100 часов. Это происходит по причине того, что полулогарифмическая аппроксимация не учитывает влияния дополнительного притока скважины.

### Однородный пласт с искусственными вертикальными трещинами

Мэнг и Браун (Meng & Brown) представили типовые кривые для скважин с наведенными вертикальными трещинами в центре пласта с зоной дренирования различной прямоугольной формы. В расчетах принято, что жидкость слегка сжимаема и обладает постоянной вязкостью  $\mu$ . Для расчета притока газа используется функция приведенного давления Аль-Хусайн (Al-Hussainy et al., 1966) для оценки свойств газа при начальном пластовом давлении. Безразмерные переменные, используемые при построении этих ТК, определяются следующим образом:

безразмерное скважинное падение давления

$$p_D = \frac{kh(p_i - p_{wf}(t))}{141,2q\mu B} \quad (\text{нефть}),$$

$$p_D = \frac{kh(m(p_i) - m(p_{wf}(t)))}{1,424qt} \quad (\text{газ}),$$

безразмерное время

$$t_{Dsf} = \frac{0,000264kt}{\phi \mu C_t x_f^2} \quad (\text{нефть}),$$

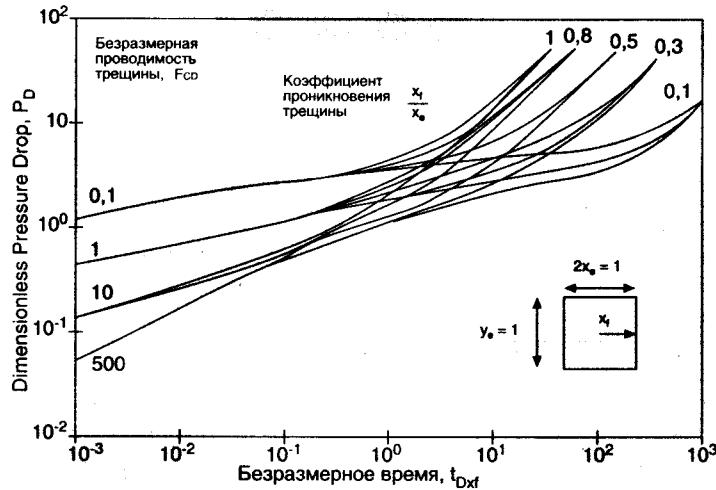
$$t_{Dsf} = \frac{0,000264kt}{\phi(\mu C_t)_i x_f^2} \quad (\text{газ}),$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} - \text{безразмерная проводимость трещины.}$$

Часть этих типовых кривых представлена на рис. 2.20. Необходимо отметить, что на начальной стадии отношение времени от давления зависит от  $F_{CD}$ , тогда как в позднее время или после того, как начинается истощение, основное влияние на реакцию давления оказывает форма и размер контура питания.

Как и в случае однородного пласта, индикаторные кривые неустановившегося режима пласта после ГРП могут быть построены с использованием соответствующих типовых кривых, представленных на рис. 2.20. Эти ТК могут использоваться как для однофазной нефти, так и для однофазного газа. В случае газа вместо давления используется  $m(p)$ . Для нефтяных скважин при давлениях ниже давления насыщения используются индикаторные кривые Вогеля. Ниже приведена пошаговая процедура расчета притока при неустановившемся режиме.

Рис. 2.20.  
Типовая кривая установившегося дебита трещины конечной проводимости закрытой квадратной системы ( $x_e / y_e = 1$ )



1. Рассчитать безразмерную проводимость трещины, определенную раньше.
2. Геометрия контура питания  $x_e / y_e$  предполагает замкнутый коллектор, рассчитать отношение глубины проникновения трещины  $x_f / x_e$ .
3. Рассчитать безразмерное время  $t_{Df}$  для любого произвольного времени и известных параметров  $k$ ,  $\phi$ ,  $C$ ,  $x_f$  и т.д.
4. По типовым кривым определить безразмерное давление  $p_D$  ( $t_{Df}$ ,  $F_{CD}$ ,  $x_f / x_e$ ,  $x_e / y_e$ ).
5. Рассчитать  $q_b$  и коэффициент продуктивности (PI) при давлении насыщения:

$$q_b = \frac{k h (p_i p_b)}{141,2 B_o \mu p_D (t_{Df}, F_{CD}, x_f / x_e, x_e / y_e)},$$

$$PI = \frac{q_b}{p_i - p_b},$$

где  $p_b$  – давление насыщения,  $q_b$  – дебит при давлении насыщения.

6. Рассчитать  $q_{Vogel}$ , где

$$q_{Vogel} = \frac{p_b * PI}{1,8}.$$

7. Рассчитать зависимость дебита от забойного давления  $p_{wf}$  vs.  $q$ , используя формулу Вогеля

$$q = q_b + q_{Vogel} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right].$$

Для газовых скважин для построения индикаторных кривых используйте шаги с 1 по 5.

#### Поправка притока (Не-Дарси)

Все представленные ранее в этом разделе формулы расчета притока основаны на притоке, определенном Дарси; предполагается, что градиент давления в направлении притока прямо пропорционален скорости потока. Для линейного притока математически это может быть выражено следующим образом:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k},$$

где  $dp / dx$  – градиент давления в направлении притока,  $\mu$  – вязкость жидкости,  $k$  – проницаемость пористой среды,  $v$  – скорость потока. В ходе лабораторных исследований, проведенных рядом ученых, было замечено, что данная формула неприменима, если скорость превышает пороговое значение. Поведение потока при скорости выше пороговой называется потоком, не определенным Дарси, что является эквивалентом турбулентного течения в трубе. Форхаймер (Forchheimer, 1901) описал это отклонение от притока Дарси:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2,$$

где  $\beta$  – фактор притока не определенного Дарси,  $\rho$  – плотность жидкости, все остальные переменные определены в предыдущем параграфе. Обратите внимание, что эта формула становится формулой Дарси для притока, когда второе слагаемое очень мало. Подобное случается, когда один из или комбинация параметров  $\beta$ ,  $\rho$  и  $v$  становится нулем или значением, близким к нулю. Таким образом, если скорость потока или плотность жидкости (в случае разреженного газа) становятся незначительными – можно применять формулу Дарси для описания градиента давления. В газовых скважинах высокого давления и неф-

тальных скважинах с большими дебитами либо многофазовым потоком в пористой среде доминирует приток, не определяемый формулой Дарси.

Ваттенберг и Рэми (Wattenberg & Ramey, 1969) обнаружили эффекты потока, «не определенного Дарси», в пластах с искусственными (наведенными) трещинами. Они пришли к выводу, что этими эффектами можно пренебречь, если трещина достаточно длинная. Тем не менее они заметили, что эти эффекты могут быть довольно значительными в самой трещине. Холдич и Морс (Holditch & Morse, 1976) изучали эти эффекты более детально и обнаружили большое падение проводимости трещины при преобладании потока, «не определенного Дарси». Эти авторы не предлагали какого-либо конкретного метода корректировки проводимости трещины при потоке «не определенном Дарси». Гаппи и др. (Guppi et al 1982) представил метод корректировки проводимости трещины. Они использовали корреляцию Кука (Cook, 1973) для определения  $\beta$  как функции проницаемости трещины  $k_f$ (мдарси) и размера пропанта:

$$\beta = \frac{(30,48 * 10^6) * b}{k_f^a},$$

где  $a$  и  $b$  – константы получаемые из табл. 2.2,  $\beta$  измеряется в футах<sup>-1</sup>.

Таблица 2.2.

Константы  $a$  и  $b$  формулы Кука

Размер пропанта (мэш)	$a$	$b$
8 - 12	1,24	17423,61
10 - 20	1,34	27539,48
20 - 40	1,54	110470,39
40 - 60	1,60	69405,31

Таким образом, если для трещины рассчитан фактор турбулентности  $\beta$ , Гаппи предлагает следующую корреляцию для потока, не определенного Дарси для проводимости трещины, определенной по типовым кривым Кинко (Cinco):

$$F_{CD} = \frac{\text{Видимая } F_{CD} \text{ (с типовой кривой)}}{1 + 0,31(q_{DND})_f}.$$

где, для нефтяных скважин, в промысловых единицах,

$$(q_{DND}) = \frac{1,027336 * 10^{-15} k_f \rho \beta q}{w h \mu},$$

для газовых скважин

$$(q_{DND}) = \frac{4,64 * 10^{-16} k_f \rho \beta M q}{w h \mu_i},$$

где  $\mu_i$  – вязкость в начальных пластовых условиях.

Другими параметрами, используемыми в данной формуле, являются  $\rho$  – плотность жидкости,  $w$  – ширина трещины,  $h$  – эффективная мощность пласта (при условии полного вскрытия пласта),  $\mu$  – вязкость жидкости,  $q$  – суммарный приток жидкости в скважину,  $k_f$  – проницаемость трещины.

Необходимо отметить, что безразмерный приток  $(q_{DND})_f$  является функцией притока. Приток, в свою очередь, определяется значением безразмерного давления  $p_D$ , которое в случае скважины после ГРП является функцией  $F_{CD}$ . Следовательно, каждый раз, когда корректируется безразмерная проводимость трещины, необходимо рассчитать новое значение притока  $q$ , и данная итерация производится до тех пор, пока два соседних значения притока не будут настолько близки, чтобы не вызывать сколь-либо значительной разницы в корректированной проводимости. Также при расчете падения дебита проводимость трещины должна корректироваться в каждый момент времени, в котором рассчитывается дебит, используя ту же процедуру итерации.

Примеры (5 и 6) расчета падения дебита при притоке не определенном Дарси по программе FracIPR представлены в конце главы 5.

#### Упражнения.

##### 1. Дано (нефтяная скважина)

Проницаемость пласта, $k$	0,2 мдарси
Мощность пласта, $h$	30 футов
Пористость пласта, $\phi$	0,15
Полная сжимаемость системы, $C$	$1,14 * 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Объемный фактор нефти, $B_o$	1,44 пластовых баррелей/СТБ
Вязкость нефти, $\mu_o$	0,35 сантитуаза
Начальное пластовое давление, $p_i$	5200 psi
Давление насыщения, $p_b$	3500 psi
Площадь зоны дренирования, $A$	40 акров
Расчетная полудлина трещины, $x_f$	500 футов
Расчетная проводимость трещины, $k_f$ , $w$ 2000 мдарси – футов	
Расчетное время, $t_p$	5, 10, 30, 365 дней

Подсказка: постройте индикаторные кривые неустановившегося режима для различных значений времени.

##### 2. По следующим данным газовой скважины рассчитайте теоретический дебит скважины:

$$k_g = 0,1 \text{ мдарси}$$

$$p_r = 3000 \text{ psi}$$

$$h = 300 \text{ футов}$$

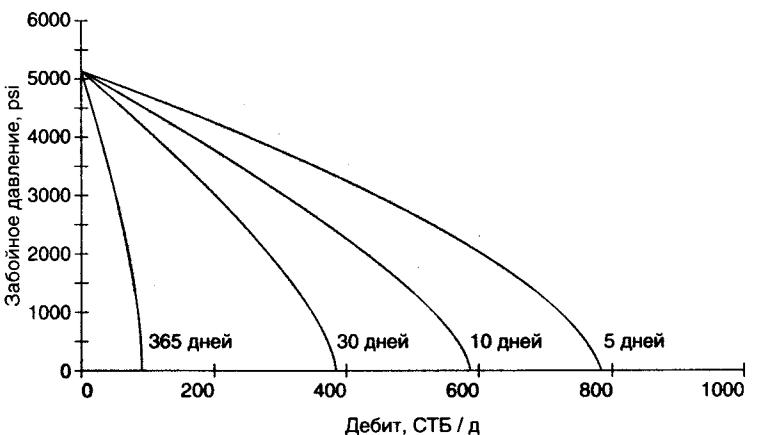
$$\text{Пластовая температура} = 200^\circ\text{F}$$

$$\gamma_g = 0,7$$

Сетка = 160akov  
Диаметр скважины = 12,25 дюйма  
Скин = 1  
Пренебречь турбулентией.

Рис. 2.21.

**IPR**  
неустановившегося  
режима скважины  
после ГРП  
с закрытым  
квадратным  
контуром питания



3. Рассчитать  $\ln(r_e / r_w)$  при  $r_w = 7$  дюймов для различных контуров питания площадью 20, 40, 80, 160 и 320 акров.

Подсказка: постройте таблицу

Площадь контура питания, акры	$r_e$	$r_w$	$\ln(r_e / r_w)$
20			
40			
80			
160			
320			

Определить теоретический дебит скважины.

## Список литературы

1. Evinger H.H. and Muskat M. «Calculation of Theoretical Productivity Factor», Trans., AIME (1942) 146, 126-139.
  2. Gilbert W.E. «Flowing and Gas-Lift Well Performance», Drill. and Prod. Prac., API (1954) 126.
  3. Govier G.W., et al. «Theory and Practice of the Testing of Gas Wells», Energy Resources

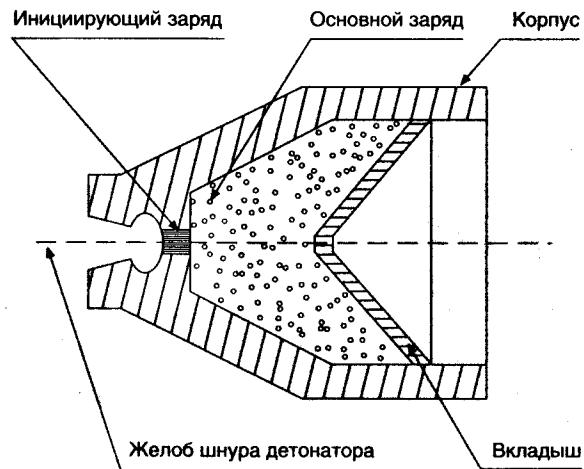
Conservation Board, Alberta, Canada, 3rd Ed, 1975.

4. Jones L.G., Blount E.M. and Glaze D.H. «Use of Short Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence», paper SPE 6133, 1976.
  5. Cinco-Ley H. and Samaniego-V F. «Transient Pressure Analysis for Fractured Wells», JPT (Sept. 1981) 1749-1766.
  6. Ginger F.M., Reiss L.H., and Jourdan A.P. «The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling», paper SPE 13024, 1984.
  7. Joshi S.D. «Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells», paper SPE 15375 (1986); JPT, (June 1988) 729-739.
  8. Meng H-Z. and Brown K.E. «Coupling of Production Forecasting, Fracture Geometry Requirements and Treatment Scheduling in the Optimum Hydraulic Fracture Design», paper SPE 16435, 1987.
  9. Muskat M. «The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media», IHRDC, Boston, 1982.
  10. Prats M. «Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case», SPEJ (June 1961) 105-118.
  11. Standing M.B. «Inflow Performance Relationship for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive Reservoirs», JPT (Nov. 1970) 1399-1400.
  12. Fetkovich M.J. «The Isochronal Testing of Oil Wells», paper SPE/AIME 4529, 1973.
  13. Vogel J.V. «Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells», JPT (Jan. 1968), 83-93.
  14. Horner D.R. «Pressure Buildup in Wells», Third World Petroleum Congress, Sec. II, 503-521.
  15. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., and Ramey H.J.: «An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: 1. Analytical Treatment», SPE Trans. (Sep. 1970) 279-290
  16. Al-Hussainy R., and Ramey H.J.: «Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting», JPT (May 1966) 637-642.
  17. Brown K.E. «Technology of Artificial Lift Methods» Vol. 1, Tulsa, OK, PennWell Publishing.
  18. Mukherjee H. and Economides M.J. «A Parametric Comparison of Horizontal and Vertical Well Performance», paper SPE 18303, SPEFE, June 1991.
  19. Gringarten A.C., Bourdet D., Landel P.A. and Kniazeff V. «A Comparison Between Different Skin And Wellbore Storage Type-Curves for Early-time Transient Analysis», paper SPE 8205, presented at the SPE-AIME 54<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nev., Sep. 23-26, 1979.
  20. Forcheimer P. «Wasserbewegung durch Boden», ZVDI (1901) 45, 1781.
  21. Wattenbarger R.A. and Ramey J.J.Jr. «Well Test Interpretation of Vertically Fractured Gas Wells», JPT (May 1969) 625-32; Trans. AIME, 246.
  22. Holditch S.A. and Morse R.A. «The Effects of Non-Darcy Flow on the Behavior of Hydraulically Fractured Gas Wells», JPT (Oct. 1976), 1169-78.
  23. Guppy K.H. et al. «Non-Darcy Flow in Wells With Finite-Conductivity Vertical Fractures», SPEJ (Oct. 1982) 681-98.
  24. Cooke C.E. Jr. «Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers», JPT (Sep. 1973) 1101-07; Trans. AIME, 255.

## Глава 3. Системы закачивания

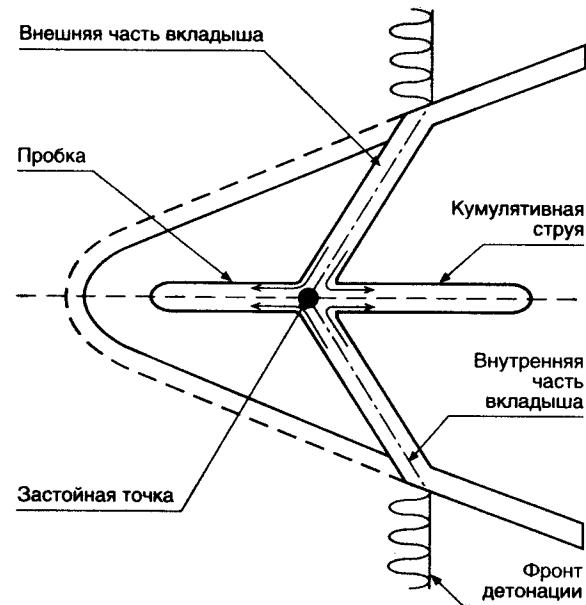
В конструкцию большинства нефтяных и газовых скважин входит обсадная колонна. Пространство с внешней стороны обсадной колонны цементируется. После цементажа обсадная колонна герметично изолирована от окружающей породы. Для добычи пластовой жидкости обсадная колонна перфорируется. Подобные перфорированные конструкции позволяют хорошо контролировать продуктивные зоны, так как выбранные зоны могут перфорироваться, стимулироваться либо на них могут проводиться испытания при необходимости. Также широко распространено мнение, что ГРП и контроль песка (sand control) более успешны в перфорированных конструкциях. Тем не менее перфорационные отверстия накладывают ограничения на приток из пласта в скважину в форме дополнительного падения давления. Вследствие чего, при недостаточном понимании и посредственной разработке и расчетах перфорационные отверстия могут значительно уменьшить дебит скважины.

Рис. 3.1.  
Типичный  
кумулятивный  
заряд

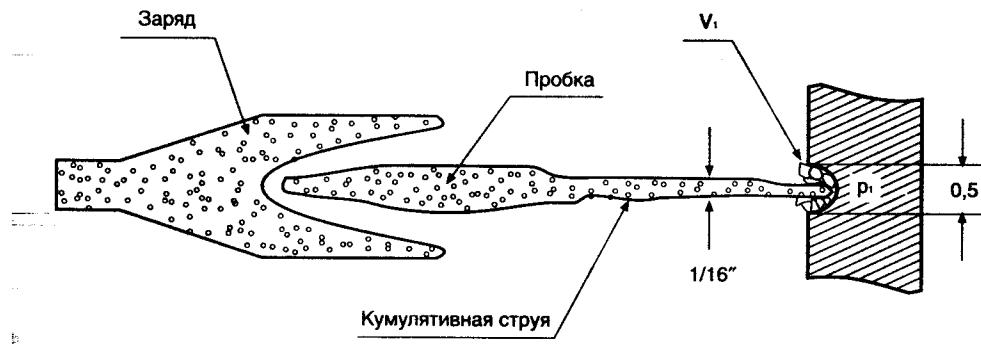


Капсулевые взрывные кумулятивные заряды (КВКЗ) – это наиболее часто используемый и популярный метод перфорации. Сечение стандартного КВКЗ представлено на рис. 3.1. Различные стадии формирования кумулятивной струи показаны на рис. 3.2. Скорость движения головки кумулятивной струи превышает 30 000 футов/сек (~1000 м/сек), в ре-

Рис. 3.2а.  
Формирование  
кумулятивной  
струи



зультате усилие на стенке колонны составляет порядка 4 миллионов psi. Каждый производитель КВКЗ предоставляет таблицы спецификаций для своих зарядов с такой информацией, как глубина проникновения, диаметр входного отверстия, в дополнение к другим, требуемым API параметрам. Таблица параметров перфоратора Шлюмберже представлена в табл. 3.1.



Давление на цели –  $p_1 = 5 \times 10^6$  psi  
Скорость кумулятивной струи –  $V_1 = 20\,000$  фут/сек.

Рис. 3.2б.

Приблизительные скорость и давление в кумулятивной струе

## Потери давления в перфорационных отверстиях

Влияние перфорационных отверстий, оказываемое на производительность скважины, может быть значительным. Поэтому, необходимо проведение расчетов потерь давления в перфорационных каналах (ПК). Каракас и Тэрик (Karakas and Tariq, 1988) дали краткий обзор работ, проводившихся в данной области. Большинство расчетов потерь давления в ПК базируется на однофазном течении жидкости или газа. Существует распространенное мнение, что в случае если пластовое давление ниже давления насыщения, вызывающего двухфазный поток через зону перфорации, потери давления могут быть на порядок больше, чем для однофазного потока. Перес и Келкар (Perez and Kelkar, 1988) представили новую методику расчета потерь давления в зоне перфорации для двухфазного потока. В данном руководстве представлены два способа проведения подобных расчетов с соответствующими примерами. Эти методы были предложены Мак-Леодом (McLeod, 1983) и Каракасом/Тэриком (1988).

### Метод Мак-Леода

Потери давления в ПК рассчитываются с использованием модифицированной формулы Джонса, Блонта, Глэйза (Jones, Blount, Glaze), предложенной Мак-Леодом (1988). Мак-Леод рассматривал индивидуальный перфорационный канал, как миниатюрную скважину с уплотненной зоной уменьшенной проницаемости вокруг канала. Считается, что поврежденная зона возникает вследствие воздействия кумулятивной струи КВКЗ на породу. Тем не менее не существует физических способов расчета проницаемости уплотненной зоны. Мак-Леод предложил считать проницаемость этой зоны равной:

- 10% исходной при сверхбалансированной перфорации;
- 40% исходной при недосбалансированной перфорации.

Эти цифры могут варьироваться в разных районах.

Толщина поврежденной зоны предполагается равной 0,5 дюйма. Массив породы пласта, окружающий ПК, предполагается feasible, чтобы использовать модель бесконечного пласта. Таким образом, при применении закона Дарси можно пренебречь слагаемым 0,75 в знаменателе. Сечение модели потока через ПК, предложенной Мак-Леодом, показано на рис. 3.3. Формулы для расчета потерь давления через ПК приведены ниже.

Нефтяная скважина:

$$p_{wfs} - p_{wf} = aq_o^2 + bq_o,$$

где константы  $a$  и  $b$  определяются по таблице Приложения А. Заметьте, что приток  $q_o$  в данной формуле не является дебитом скважины, а представляет собой поток через отдельно взятый ПК.

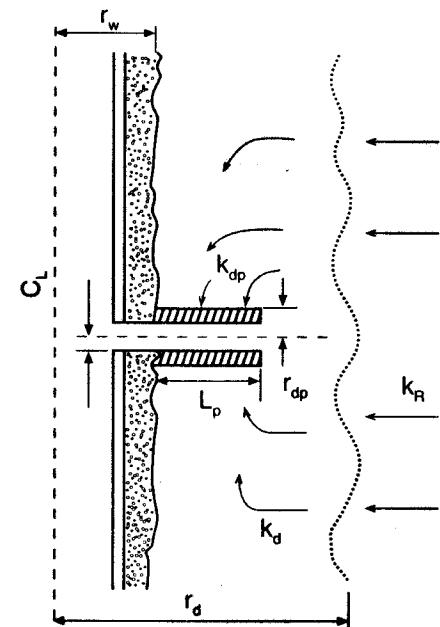
Газовая скважина:

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = aq_o^2 + bq_g,$$

константы  $a$  и  $b$  приведены в Приложении А. И опять поток газа это часть дебита, проходящая через отдельно взятый ПК.

Рис. 3.3.

Приток  
в перфорационный  
канал



### Пример 3.1.

#### Нефтяная скважина

Проведите расчет чувствительности заканчивания следующей скважины:

$$\begin{aligned} k &= 20 \text{ мдарси} \\ \bar{p}_r &= 3000 \text{ psia} \\ r_e &= 2000 \text{ футов} \\ h &= 25 \text{ футов} \\ h_p &= 20 \text{ футов} \\ r_p &= 0,021 \text{ фута} \\ L_p &= 0,883 \text{ фута} \\ k_p &= 0,4 * k \text{ мдарси} \\ r_c &= 0,063 \text{ фута} \\ r_w &= 0,365 \text{ фута} \\ \text{API} &= 35^\circ \\ \gamma_g &= 0,65 \\ B_o &= 1,2 (\text{ПБ/СТБ}) \\ \mu_o &= 1 \text{ сантипуз} \end{aligned}$$

Рассчитать потерю давления через перфорацию для различной плот-

ности перфорации 2, 4, 8, 12, 20 и 24 при дебитах от 100 до 1200 СТБ/день.

Построить график зависимости  $q$  от  $\Delta p$  для заканчивания.

### Решение

Потеря давления в одном перфорационном канале

$$p_{wfs} - p_{wf} = aq_o^2 + bq,$$

$$\text{где } a = \frac{2,30 \cdot 10^{-14} B_0^2 \beta_o \rho (1/r_p - 1/r_c)}{L},$$

$$b = \frac{\mu_o B_o (\ln(r_c / r_p))}{7,08 \cdot 10^{-3} L_p k_p},$$

расчет

$$B_o = \frac{2,33 \cdot 10^{10}}{k_p^{1,201}} = \frac{2,33 \cdot 10^{10}}{(0,4 \cdot 20)^{1,201}} = 1,9175E9,$$

$$a = \frac{2,30 \cdot 10^{-14} \cdot 1,2^2 \cdot \beta_o \cdot 53,03 \cdot 31,75}{0,883^2},$$

$$b = \frac{1,2 \left( \ln \frac{0,063}{0,021} \right)}{7,08 \cdot 10^{-3} \cdot 0,883 \cdot 8} = 26,3598;$$

таким образом

$$\Delta p = 0,1374 q_o^2 + 26,3598 q_o$$

где  $q_o$  – дебит на отверстие, баррелей в день =  
 $= \frac{\text{дебит скважины}}{(\text{отверстий на фут})^2 \cdot (\text{интервал перфорации})}$ .

Таблица 3.2

Плотность перфорации (ОФ)	100		200		400		800		1200	
	$q_o$ (БД/отв)	$\Delta p$ (psi)								
2	2,5	67	5	135	10	277	20	582	30	914
4	1,25	33	2,5	67	5	135	10	277	15	426
8	0,625	16,5	1,25	33	2,5	67	5	135	7,5	205
12	0,4167	11	0,833	22	1,667	44	3,33	89	5	135
20	0,25	6,6	0,5	13	1	27	2,0	53	3	80
24	0,208	5,5	0,4167	11	0,833	22	1,67	44	2,5	67

### Газовая скважина

Для газовых скважин

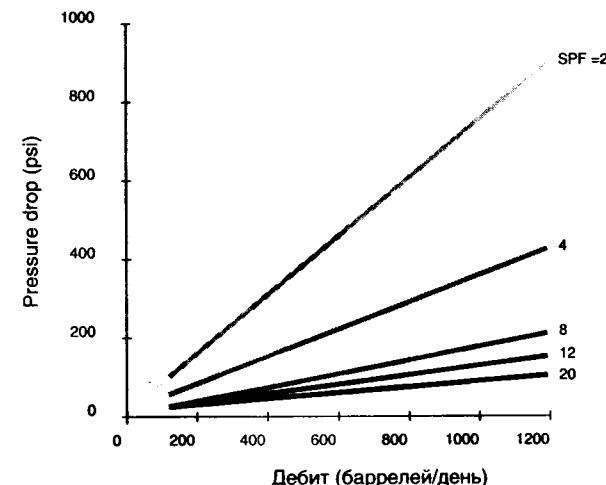
$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = aq_g^2 + bq_g.$$

Константы  $a$  и  $b$  рассчитываются так же, как в предыдущем примере, по формулам, приведенным в Приложении А, секция ВВ. Для расчета потерь давления на перфорации берется значение  $p_{wfs}$  с индикаторной кривой для заданного значения дебита скважины, после этого считаем  $p_{wf}$  по формуле

$$p_{wf} = \sqrt{p_{wfs}^2 - (aq_g^2 + bq_g)},$$

$$\Delta p = p_{wfs} - p_{wf}.$$

Рис. 3.4.  
Зависимость  
дебита  
от депрессии  
при различной  
плотности  
перфорации



### Метод Каракаса и Тэрика

С практической точки зрения метод Мак-Леода позволяет дать хорошую оценку потерь давления на перфорации. Тем не менее эта модель недостаточно изощренная, чтобы учитывать фазовые эффекты и спиральное распределение перфорационных отверстий по стволу скважины. Каракас и Тэрик разработали полуаналитическое решение комплексной проблемы объемного (3D) притока в спиральную систему перфорационных отверстий ствола скважины. Эти решения представлены для двух случаев:

- Задача с плоским (2D) притоком, применимая для безразмерного расстояния между ПО (большая глубина проникновения или высокая плотность перфорации). В данном случае пренебрегают вертикальной компонентой притока в перфорационные каналы.

- Задача с объемным (3D) потоком вокруг перфорационного канала, применимая при малой плотности перфорации.

Каракас и Тэрик представили потери давления на перфорации в виде псевдоскинов, сделавших возможным включить эффект перфорации в модификации индикаторных кривых при расчете производительности скважины.

Приток в перфорированную скважину при установившемся режиме

$$q = \frac{2\pi k h (\bar{p}_r - p_w)}{\mu B \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + s_t \right)}$$

где

$s_t$  – суммарный скринфактор, включающий псевдоскин, вызванный перфорацией (получаемый по результатам испытания скважин),  
 $k$  – проницаемость породы,  
 $h$  – толщина продуктивной части пласта.

Суммарный скрин

$$s_t = s_p + s_{dp},$$

где

$s_p$  – перфорационный скрин фактор

$s_{dp}$  – скрин фактор из-за повреждения породы.

Скинфактор из-за повреждения породы  $s_{dp}$ , является поддающимся обработке компонентом в перфорированном заканчивании. Перфорационный скрин  $s_p$  является функцией фазового угла  $\theta$ , длины перфорационного канала  $l_p$ , радиуса перфорационного отверстия  $r_p$ , плотности перфорации  $n_s$  и радиуса скважины  $r_w$ . Для корреляции различных компонентов перфорационного скрина  $s_p$  используются следующие безразмерные параметры:

безразмерная высота перфорации

$$h_d = \frac{h}{l_p} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}};$$

безразмерный радиус перфорации

$$r_{pD} = \frac{r_p}{2h} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \right);$$

безразмерный радиус скважины

$$r_{wD} = \frac{r_w}{(l_p + r_w)}.$$

Расчет перфорационного скрина  $s_p$  необходим для определения скрина, возникшего из-за повреждения пласта  $s_{dp}$ , исходя из известного суммарного скрина, определенного при испытании скважины. Каракас и Тэрик охарактеризовали перфорационный скрин  $s_{dp}$  следующим образом:

$$s_p = s_h + s_{wb} + s_v,$$

где

$s_h$  – псевдоскин, вызванный фазовыми (горизонтальный приток) эффектами,

$s_{wb}$  – псевдоскин, вызванный эффектами ствола скважины (доминирует при нулевом фазовом сдвиге),

$s_v$  – псевдоскин, вызванный эффектом вертикального схождения потока (пренебрежительно мал в случае высокой плотности перфорации; 3D эффект),

$$s_h = \ln \left( \frac{r_e}{r_{we}(\theta)} \right),$$

где  $r_{we}(\theta)$  – эффективный радиус скважины как функция фазового угла  $\theta$  и длины перфорационного канала.

$$r_{we}(\theta) = \begin{cases} 0,25l_p & \text{если } \theta = 0^\circ, \\ \alpha_\theta(r_w + l_p) & \text{в любом другом случае,} \end{cases}$$

где

$\alpha_\theta$  – корреляционный параметр, используемый Каракасом и Тэриком, приведенный в табл. 3.2.

Рис. 3.5.  
Геометрия  
перфорации

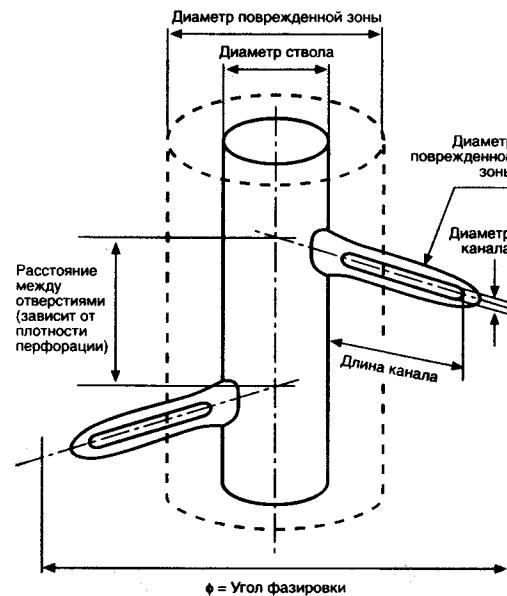


Таблица 3.2.

Зависимость  $\alpha_\theta$  от фазирования

Фазирование перфорации	$\alpha_\theta$
(360°) 0°	0,250
180°	0,500
120°	0,648
90°	0,726
60°	0,813
45°	0,860

Псевдоскин эффекта ствола скважины  $s_{wb}$  может быть рассчитан, используя следующее эмпирическое соотношение:

$$s_{wb}(\theta) = C_1(\theta) \exp[C_2(\theta)r_{wD}].$$

Этот компонент прерфорационного псевдоскина достаточно значителен в случае фазового угла 0°. Тем не менее при  $r_{wD} < 0,5$  скважинными эффектами можно пренебречь при фазовом угле менее 120°. Таблица 3.3 представляет коэффициенты  $C_1$  и  $C_2$  как функцию фазового угла  $\theta$ .

Таблица 3.3.

Переменные  $C_1$  и  $C_2$ 

Фазировка перфорации	$C_1$	$C_2$
(360°) 0°	1,6E-1	2,675
180	2,6E-2	4,532
120	6,6E-3	5,320
90	1,9E-4	6,155
60	3,0E-4	7,509
45	4,6E-5	8,791

Очень интересно отметить, что для высокой плотности и односторонней перфорации или там, где  $s_v$  можно пренебречь, перфорационный скин  $s_p$  зависит от диаметра перфорационного отверстия.

Каракас и Тэрик предположили, что для низкой плотности перфорации или высоких значений безразмерной высоты перфорации  $h_D$ , расчет псевдовертикального скина  $s_v$  может проводиться по следующей формуле:

$$s_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b,$$

где коэффициенты  $a$  и  $b$  рассчитываются следующим образом:

$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2,$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2.$$

Коэффициенты  $a_1, a_2, b_1, b_2$  приведены в табл. 3.4 как функции фазового угла  $\theta$ .

Таблица 3.4.

Коэффициенты корреляции вертикального скина

Фазирование	$a_1$	$a_2$	$b_1$	$b_2$
(360°) 0°	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672
180°	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115
120°	-2,018	0,0634	1,6136	1,7770
90°	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935
60°	-1,898	0,1023	1,3654	1,6490
45°	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392

Пример 3.2.

Дано:

$$r_w = 0,5 \text{ фута},$$

$$l_p = 1,25 \text{ фута},$$

$$n_s = 16.$$

Рассчитать перфорационный скин для фазового угла 0°.

Решение:

$$s_p = s_h + s_{wb} \quad (\text{пренебрегаем слагаемым } s_v \text{ при 16 отверстиях на фут})$$

$$s_h = \ln\left(\frac{0,5}{0,25 * 1,75}\right) = 0,13,$$

$$r_{wD} = \frac{r_w}{r_w + l_p} = \frac{0,5}{0,5 + 1,25} = \frac{0,5}{1,75} = 0,29.$$

Из табл. 3.3  $C_1 = 0,16$  и  $C_2 = 2,675$ .

$$s_{wb} = 0,16 \exp(2,675 * 0,29) = 0,35,$$

$$s_p = s_h + s_{wb} = 0,48.$$

Если на скважине были проведены испытания и суммарный скин, рассчитанный по КВД, равен 4, какова величина скина, поддающегося обработке?

$$s_t = 4 = s_p + s_{dp},$$

$$s_{dp} = 4 - s_p = 3,52$$

Полученное значение приблизительное, в дальнейшем характеризуется более точно.

### Эффект разрушенной зоны

При условии линейного притока к перфорации влиянием поврежденной или уплотненной зоны можно пренебречь. В случае объемного притока дополнительный скрин, возникающий в поврежденной зоне, можно рассчитать следующим образом:

$$s_c = \frac{h}{l_p} \left( \frac{k}{k_c} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_c}{r_p} \right),$$

где проницаемость и радиус поврежденной зоны ( $k_c, r_c$ ) могут быть рассчитаны по методу Мак-Леода.

### Эффект анизотропии

Анизотропия породы влияет на псевдовертикальный скрин  $s_v$ . Приток к перфорации в вертикальной плоскости эллиптический (в других случаях радиальный) в анизотропных пластах. В этом случае эффективный эквивалентный радиус рассчитывается как:

$$r_{pe} = \frac{r_p}{2} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right).$$

### Эффект поврежденной зоны

В перфорированном заканчивании вклад поврежденной зоны в суммарный скрин во многом зависит от относительного положения перфорационных отверстий по отношению к радиусу поврежденной зоны. Каракас и Тэрик показали, что скрин в случае, когда перфорационные каналы не выходят за границы поврежденной зоны, может быть рассчитан по формуле:

$$s_{dp} = \left( \frac{k}{k_d} + 1 \right) \left\{ \ln \left( \frac{r_d}{r_w} \right) + s_p \right\} + \frac{k}{k_d} s_x \quad \text{при } l_p \leq l_d,$$

где  $s_x$  – псевдоскин, учитывающий граничные условия, когда перфорационные отверстия подходят близко к границе поврежденной зоны; скрином  $s_x$  можно пренебречь, если  $r_d > 1,5(r_w + l_p)$ .

- $k_d$  – проницаемость поврежденной зоны,
- $l_d$  – длина поврежденной зоны,
- $r_d$  – радиус поврежденной зоны,

$$s_x = \ln \left( 1 - \left( \frac{1}{r_d^2} \right) \left( r_w + \frac{l_p}{2} \right)^2 \right).$$

Таблица 3.5.

Скин вследствие граничных эффектов, фазовый угол 180°

$r_e / (r_w + l_p)$	$s_x$
18,0	0,000
10,0	-0,001
2,0	-0,002
1,5	-0,024
1,2	-0,085

Для перфорации проникающей за границу поврежденной зоны ( $k_d = 0$ ), Каракас и Тэрик предположили, что суммарный скрин  $s_p$  равняется псевдоскину, возникающему вследствие перфорации  $s_p$ :

$$s_t = s_p \text{ для } l_p > l_d$$

Псевдоскин, возникающий вследствие перфорации  $s_p$ , рассчитывается с использованием модифицированного  $l_p$  и  $r_w$  следующим образом:

$$l'_p = l_p - \left( 1 - \frac{k_d}{k} \right) l_d,$$

$$r'_w = r_w + \left( 1 - \frac{k_d}{k} \right) l_d.$$

Пример 3.3.

Дано:

Для примера 3.2 рассчитать перфорационный скрин  $s_p$  при условии, что перфорационный канал проникает за пределы поврежденной зоны, где

$$l_d = 2 \text{ фута}; k = 2 \text{ мдарси}; k_d = 1,0 \text{ мдарси}.$$

Решение:

$$l'_p = l_p - \left( 1 - \frac{1}{2} \right) * 2 = 1,25 - \frac{1}{2} = 0,25 \text{ фута},$$

$$r'_w = r_w + \left( 1 - \frac{1}{2} \right) * 2 = 0,5 + 1 = 1,5 \text{ фута},$$

$$s_h = \ln \left( \frac{1,5}{0,25 * 0,25} \right) = 3,18,$$

$$r_{wD} = \frac{1,5}{1,5 + 0,25} = \frac{1,5}{1,75} = 0,86,$$

$$s_{wb} = 0,16 \exp(2,675 * 0,86) = 1,6,$$

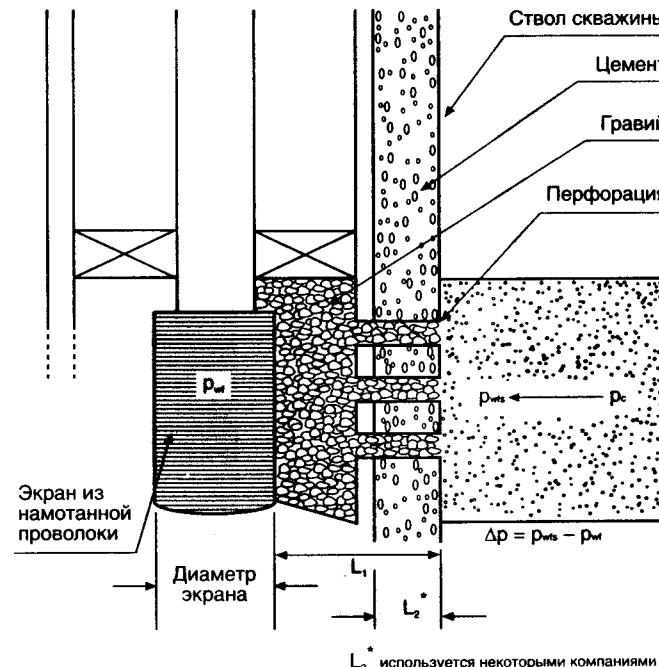
$$s_p = s_h + s_{wb} = 4,8.$$

Необходимо помнить, что этот перфорационный скрин  $s_p$  одновременно является суммарным скрином  $s_t$  и включает в себя эффект поврежденной зоны.

### Потери давления в гравийной набивке

Гравийная набивка производится для контроля выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Вынос песка часто становится проблемой в добыче, вызывая уменьшение дебитов гидрокарбонатов, эрозию наземного и скважинного оборудования, приводящую к смятию колонны. Мы не будем обсуждать динамику проведения гравийной набивки в данном руководстве. Типичное сечение скважины с гравийной набивкой представлено на рис. 3.4а и рис. 3.4б. На рисунках показан путь течения жидкости до ее попадания в ствол скважины. Оценка производительности скважины с гравийной набивкой требует расчета потерь давления в набивке. Уравнения Джонса, Блонта и Глэйза (Jones, Blount, Glaze) применяются с минимальными модификациями, чтобы принять в расчет турбулентцию, при расчете потерь давления в набивке. Ниже приведены эти соотношения.

Рис. 3.6а.  
Схема гравийной  
набивки



### Нефтяные скважины:

$$p_{wfs} - p_{wf} = \Delta p = aq^2 + bq,$$

$$\Delta p = \frac{9,08 * 10^{-13} \beta B_o^2 \rho L}{A^2} (q^2) + \frac{\mu B_o L}{1,127 * 10^{-3} k_g A} (q),$$

где

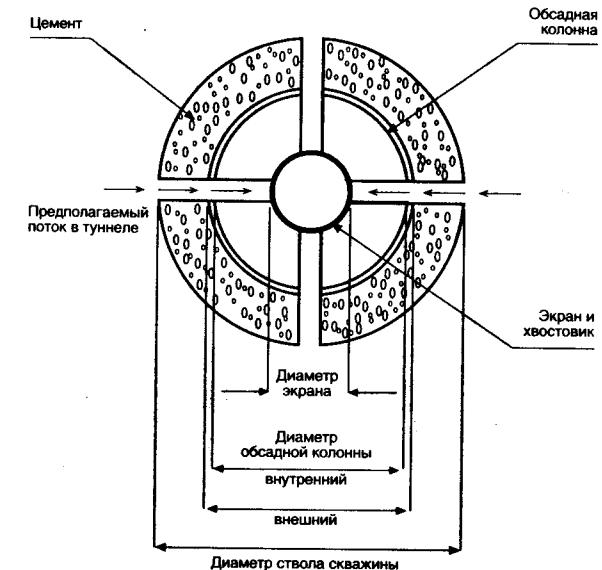
$q$  – дебит, баррелей в день (БД),

$p_{wf}$  – забойное давление, psi,

$p_{wfs}$  – давление на внешней стороне набивки,

$\beta$  – коэффициент турбулентции, фут $^{-1}$ .

Рис. 3.6б.  
Сечение  
гравийной  
набивки по  
перфорационному  
каналу



Для гравия:

$$\beta = \frac{1,47 * 10^7}{k_g^{0,55}};$$

$B_o$  – объемный коэффициент нефти, ПБ/СТБ,  
 $\rho$  – плотность жидкости, фунтов/фут $^3$ ,

$L$  – длина участка линейного притока, футов,

$A$  – суммарная площадь, открытая притоку, футов $^2$ ,

( $A$  – площадь перфорационного отверстия\*плотность перфорации\*интервал перфорации),

$k_g$  – проницаемость гравия, мдарси.

Газовые скважины:

$$p_{wf}^2 - p_{ws}^2 = aq^2 + bq,$$

$$p_{wf}^2 - p_{ws}^2 = \frac{1,247 * 10^{-10} \beta \gamma_g T Z L}{A^2} q^2 + \frac{8,93 * 10^3 \mu T Z L}{k_g A} q,$$

где

$\gamma_g$  – относительная плотность газа,  
T – температура, °R ( $^{\circ}\text{F}+460$ ),  
Z – сверхсжимаемость,  
 $\mu$  – вязкость, сантипуз.

### Список литературы

1. Karakas M. and Tariq S. «Semi-Analytical Productivity Models for Perforated Completions», paper SPE 18271, 1988.
2. Perez G. and Kelkar B.G. «A New Method to Predict Two-Phase Pressure Drop Across Perforations», paper SPE 18248, 1988.
3. McLeod Jr. H.O. «The Effect of Perforating Conditions on Well Performance», JPT (Jan. 1983) 31-39.
4. Jones L.G., Blount E.M. and Glaze O.H. «Use of Short-Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence», paper SPE 6133, 1976.

## Поток через НКТ и выкидные линии

### Глава 4.

Течение жидкости в пласте и заканчивании обсуждалось в предыдущих главах. Тем не менее оценка производительности скважины не закончена до тех пор, пока не принято во внимание влияние НКТ и выкидных линий совместно с эффектами, рассмотренными в предыдущих главах. В данной главе рассматривается течение жидкости в системе трубопроводов скважины. Нашей целью является рассчитать потери давления в НКТ или выкидных линиях как функцию притока разных фаз. В большинстве нефтяных и газовых скважин имеет место двух- и трехфазный (нефть, газ, вода) поток по системе труб. Поэтому ниже приведено несколько основных положений теории многофазного потока в трубе. Данная теория является продолжением теории однофазного потока.

Уравнение градиента давления при установившемся потоке для однофазной несжимаемой жидкости может быть записано следующим образом:

$$-144 \frac{dp}{dL} = \left( \frac{g}{g_c} \right) \rho \sin \theta + \frac{\rho v^2}{2 g_c d} + \rho \frac{vdv}{g_c \alpha(dL)}. \quad (4.1)$$

где  
 $dp / dL$  – падение давления по единице длины трубы (psi/фут),  
 $\rho$  – плотность жидкости (фунтов/фут<sup>3</sup>),  
 $\theta$  – угол наклона трубы,  
 $v$  – скорость движения жидкости (футов/сек),  
 $f$  – коэффициент трения,  
 $d$  – внутренний диаметр трубы (футов),  
 $\alpha$  – поправочный коэффициент для компенсации колебаний скорости по сечению трубы. Он изменяется от 0,5 при ламинарном течении до 1,0 при полностью турбулентном течении.

Данное уравнение применяется для любой жидкости на установившемся течении жидкости. Необходимо отметить, что градиент давления в данной формуле является суммой трех составляющих.

Гидростатический градиент ( $\rho \sin \theta$ ).

$$\text{Градиент трения } \left( \frac{fv^2\rho}{2g_c d} \right).$$

$$\text{Градиент ускорения } \left( \frac{\rho v}{g_c} \frac{dv}{dL} \right).$$

Коэффициент трения  $f$  при ламинарном одно фазном течении рассчитывается с использованием следующей аналитической зависимости:

$$f = \frac{64}{N_{Re}},$$

где  $N_{Re}$  – число Рейнольдса, определяемое как

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu},$$

где  $\mu$  – вязкость текущей жидкости.

При турбулентном течении, когда число Рейнольдса превосходит 2000, отношение между коэффициентом трения и числом Рейнольдса носит эмпирический характер. Данное отношение очень чувствительно к характеристикам стенок трубы и является функцией относительной шероховатости  $\epsilon / d$ , где  $\epsilon$  определяется как абсолютная шероховатость трубы. Наиболее распространенный метод расчета коэффициента трения при турбулентном течении – это формула Колербрука (Colerbrook, 1938):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \log \left( \frac{2\epsilon}{d} + \frac{18,7}{N_{Re} f^{0,5}} \right).$$

Заметьте, что коэффициент трения  $f$  присутствует в обеих частях уравнения, что требует применения метода подбора. По этой причине, решение этих уравнений, предложенное Муди (Moody, 1944) в графической форме (диаграммы Муди), широко применяется при расчете коэффициента трения. Диаграммы Муди представлены на рис. 4.1. Формула, предложенная Джейном (Jain, 1976) воспроизводит уравнение Колербрука, по существу, на всем спектре чисел Рейнольдса и интересующих нас значений относительной шероховатости в следующей форме:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 \log \left( \frac{\epsilon}{d} + \frac{21,25}{N_{Re}^{0,9}} \right)$$

Выбор абсолютной шероховатости трубы часто является трудной задачей, так как шероховатость зависит от материала трубы, процесса изготовления, возраста, типа жидкостей, текущих через трубу. Стеклянные трубы, а также большое количество пластиковых труб могут считаться гладкими трубами. Для скважинных НКТ обычно используется шероховатость 0,00005 фута. Для выкидных линий шероховатость лежит в пределе от 0,00015 фута для новых, чистых труб до 0,00075 фута для очень грязных труб. многими исследователями применяется вполне приемлемая процедура, целью которой является подогнать абсолютную шероховатость для совпадения с измеренным градиентом давления.

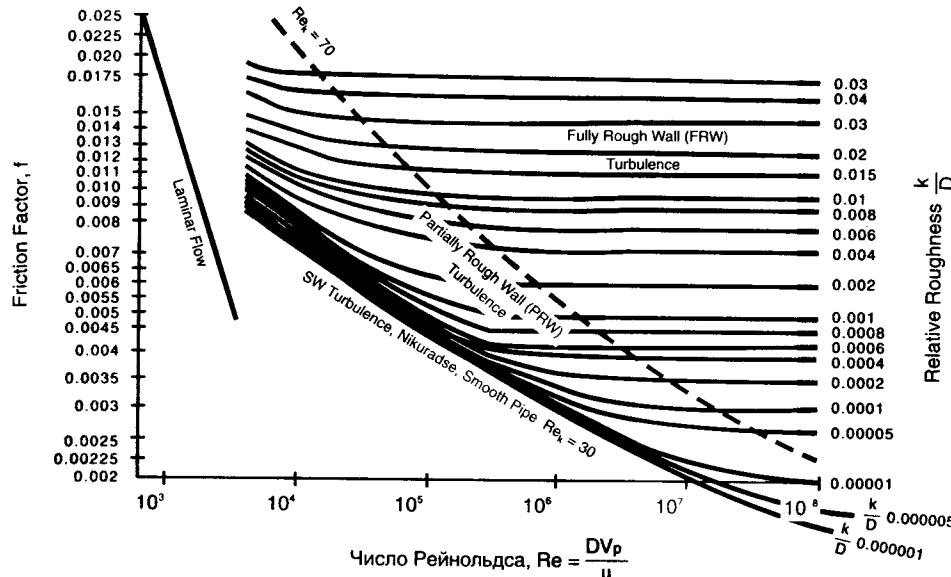


Рис. 4.1.

Коэффициент трения труб при турбулентном течении  
(Modified after Moody L.F., Trans. ASME, 66, 671, 1944)

### Однофазный поток газа по трубе

Для потока газа или сжимаемой жидкости плотность жидкости есть функция давления и температуры. Уравнение 4.1 энергетического баланса может быть модифицировано, чтобы принять во внимание зависящую от давления и температуры плотность. Уравнение энергетического баланса для установившегося течения записывается как

$$\frac{144}{\rho} dp + \frac{g}{g_c} \sin \theta dL + \frac{fv^2}{2g_c d} dL + \frac{\nu dv}{g_c} = 0. \quad (4.2)$$

Потеря давления, возникающая вследствие трения, использует фактор трения Муди  $f$ . Слагаемым кинетической энергии  $(\nu dv) / g_c$  можно пренебречь для всех случаев потока газа, как было показано Азизом (Aziz, 1963). Применяя закон реального газа, выражение для плотности газа  $\rho$  принимает следующий вид:

$$\rho \left( \frac{\text{фунтов}}{\text{фут}^3} \right) = 2,7074 \frac{p\gamma_g}{zT}.$$

Перепишем уравнение 4.2:

$$\frac{53,24Tz}{\gamma_g} \frac{dp}{p} + \sin\theta dL + \frac{fv^2 dL}{2g_c d} = 0. \quad (4.3)$$

Скорость газа при соответствующих давлении и температуре:

$$v = 0,4152 \frac{Tzq}{pd^2},$$

где

- $q$  – дебит газа, млн футов<sup>3</sup>/день,
- $v$  – скорость газа в трубе, футов/сек,
- $d$  – диаметр трубы, фут,
- $\gamma_g$  – плотность газа (воздух = 1).

Подставляем выражение для скорости в уравнение 4.3:

$$\frac{53,24Tz}{\gamma_g} \frac{dp}{p} + \sin\theta dL + 0,002679 \frac{f}{d^5} \left( \frac{Tz}{p} \right)^2 q^2 dL = 0. \quad (4.4)$$

Это наиболее практическая форма уравнения энергетического баланса, используемая при расчетах течения газа. Коэффициент трения рассчитывается с использованием диаграмм Муди (рис. 4.1) или любой формулы из представленных ранее как функции числа Рейнольдса и относительной шероховатости. Для установившегося течения газа число Рейнольдса определяется как

$$N_{Re} = 1671 \frac{\gamma_g}{\mu d},$$

где вязкость газа  $\mu$  дается в сантипузах. Для диаметра, данного в дюймах

$$N_{Re} = 20050 \frac{\gamma_g}{\mu d}.$$

### Определение статического забойного давления

Пренебрегая потерями из-за трения и интегрируя соответственно по давлению и длине, получим

$$\int_{P_{wh}}^{P_{bh}} \frac{dp}{p} = + \int_0^L \frac{\gamma_g \sin\theta}{53,2Tz} dL,$$

$$\ln \frac{P_{bh}}{P_{wh}} = \frac{\gamma_g \sin\theta}{53,2Tz} dL.$$

Таким образом,

$$P_{bh} = P_{wh} e^{\left( \frac{\gamma_g \sin\theta}{53,2Tz} L \right)}, \quad (4.5)$$

где

$P_{bh}$  – статическое забойное давление, psia,

$P_{wh}$  – статическое давление на устье, psia,

$T$  – средняя температура между поверхностью и забоем,

$\bar{z}$  – фактор сжимаемости при средних давлении и температуре.

Уравнение 4.5 широко используется при расчетах веса колонны газа. Решение данной формулы ищется методом итерации, так как  $\bar{z}$  является функцией давления. Чтобы рассчитать забойное давление при известном на поверхности давлении и температуре, его необходимо предположить. Потом при известном геотермальном градиенте считаются среднее давление и температура, откуда определяется  $z$ -фактор. Теперь, используя уравнение 4.5, считается новое значение забойного давления. Если рассчитанное таким образом  $P_{bh}$  не совпадает с предположенным забойным давлением, то итерационная процедура повторяется до совпадения предполагаемого и рассчитываемого значений.

### Определение динамического забойного давления

Календер и Смит (Cullender, Smith, 1956) предложили простой метод расчета динамического забойного давления по формуле 4.4. Календер и Смит перегруппировали уравнение 4.4 и проинтегрировали давления по всей длине трубы:

$$\frac{\gamma_g L}{53,24} = \int_{P_{wh}}^{P_{bh}} \frac{\left( \frac{p}{Tz} \right) dp}{0,002679 \frac{fq^2}{d^5} + \left( \frac{p}{Tz} \right)^2 \sin\theta}. \quad (4.6)$$

Уравнение 4.5 может быть решено при помощи любого численного метода интегрирования, такого, например, как правило Симпсона. В уравнении 4.6 использован коэффициент трения Муди и диаметр в футах. Краткий вывод формулы 4.6 приведен в Приложении Д.

### Многофазный поток

Уравнение энергетического баланса для многофазного потока очень похоже на уравнение для однофазного потока. Различие в том, что при многофазном потоке используется скорость и свойства смеси вместо одной фазы. Однако определение смеси становится сложным. Качественный состав смеси меняется по диаметру трубы в связи с наклоном трубы, температурой, давлением и т.д., главным образом вследствие проскальзывания между фазами. В отсутствие проскальзывания свойства смеси задаются как средневзвешенная часть смеси по объему компонента в смеси. Например, если смесь

содержит 50% нефти и 50 % газа на входе в трубу, тогда средняя плотность смеси

$$\rho_m = \rho_o * 0,5 + \rho_g * 0,5$$

Тем не менее такое осреднение практически неприменимо в случае многофазного потока в трубах. Когда газ и жидкые фазы текут в трубах, вследствие плавучести или разницы плотностей между фазами, газовая фаза стремится приобрести направленную вверх относительно жидкой фазы скорость. Таким образом, в случае направленного вверх двухфазного потока (добыча) газ набирает скорость по направлению движения, в то время как жидкость скользит вниз или теряет скорость. Для удовлетворения закона сохранения массы сечение трубы, занятное газом или жидкостью, постоянно меняется. Часть сечения трубы, занятая жидкостью в любой точке мультифазного потока по эксплуатационной колонне называется объемным содержанием жидкости ( $H_l$ ). Оставшаяся часть сечения трубы, занятая газом, называется газовой полостью. В мультифазном потоке действительные свойства смеси считаются как взвешенная сумма свойств разных фаз в объеме жидкости. Так объемное содержание жидкости в трубе постоянно меняется, то и скорости фаз меняются. В данном разделе представлено определение некоторых важных свойств потока (таких как объемное содержание жидкости) и разных значений скоростей, используемых при расчетах многофазных потоков.

### Объемное содержание жидкости

В двухфазном потоке газ/жидкость вследствие разности плотностей фаз газ стремится двигаться вверх, в то время как жидкость стремится двигаться вниз относительно газовой фазы, вызывая проскальзывание между фазами. Как результат притечения, направленном вверх, жидкость теряет скорость, что приводит к увеличению доли сечения, занимаемой жидкостью при постоянной объемной скорости потока. Подобный феномен проскальзывания приводит к тому, что текущая жидккая составляющая в трубе отличается от объемного содержания жидкости на входе в трубу. Текущая жидккая составляющая называется объемным содержанием жидкости (ОСЖ). ОСЖ определяется как отношение объема сегмента трубы, занимаемого жидкостью, к полному объему сегмента трубы:

$$H_l = \frac{\text{объем жидкости в сегменте трубы}}{\text{объем сегмента трубы}}.$$

ОСЖ изменяется от нуля при однофазном течении газа до единицы при однофазном течении жидкости. Наиболее распространенным методом измерения ОСЖ является изоляция сегмента трубы двумя клапанами и физическое измерение пойманной жидкости. Существуют различные механистические и эмпирические модели для прогнозирования ОСЖ. Оставшийся объем сегмента трубы занят газом, объемное содержание газа (ОСГ/ $H_g$ )

$$H_g = 1 - H_L.$$

### ОСЖ без проскальзывания

ОСЖБП иногда называют содержанием жидкости на входе в трубу, определяется как отношение объема жидкости в сегменте трубы к объему сегмента трубы, который существовал бы, если бы жидкость и газ двигались со скоростями, которыми они обладали на входе в трубу, отсутствие проскальзывания. ОСЖБП может быть рассчитано напрямую из известных дебитов газа и жидкости:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g},$$

где  $q_L$  и  $q_g$  – дебит жидкости и газа на поверхности соответственно. ОСГБП определяется как

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g}.$$

Очевидно, что разность между ОСЖ и ОСЖБП является мерой степени проскальзывания между жидкостью и газовой фазой. Так как ОСБП – параметр, определенный аналитически, он часто используется как независимая переменная для определения важных параметров двухфазного потока, таких, как ОСЖ.

### Приведенная скорость

Многие соотношения для двухфазного потока основываются на таком параметре, как приведенная скорость (ПС). ПС жидкой фазы определяется как скорость, которую имела бы жидкая фаза, если бы она текла по всему сечению трубы.

Таким образом, приведенная скорость жидкости

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A},$$

а газа

$$V_{SG} = \frac{q_g}{A},$$

где  $q_L$  и  $q_g$  – дебит жидкости и газа соответственно,  $A$  – поперечное сечение трубы.

Действительные скорости фаз определяются как:

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L},$$

$$V_g = \frac{V_{SG}}{H_g},$$

где  $V_L$  и  $V_g$  – скорости жидкости и газа при их течении в трубе.

## Смешанная скорость

Смешанная скорость  $v_m$ , используемая в расчетах двухфазного потока:  
 $v_m = v_{SL} + v_{SG}$ .

Это очень важный корреляционный параметр при двухфазных расчетах.

## Скорость проскальзывания

СП определяется как разность между действительными скоростями газа и жидкости:

$$v_s = v_g - v_L$$

## Плотность жидкости

Суммарная плотность жидкости может быть рассчитана по известным плотностям нефти и воды и их дебитам, если предположить, что нет проскальзывания (скольжения) между фазами:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w,$$

где

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} = \frac{q'_o B_o}{q'_o B_o + q'_w B_w} = \frac{1}{1 + WOR\left(\frac{B_w}{B_o}\right)},$$

$$f_w = 1 - f_o,$$

WOR = отношение – вода/нефть =  $(q'_w) / (q'_o)$ ,

$q'_{(o,w)}$  = дебит нефти и воды (СТБ/день)

## Плотность двухфазной смеси

Для расчета плотности двух фаз необходимо знать ОСЖ. При двухфазном потоке для расчета плотности двух фаз различными исследователями используются три различные формулы:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g,$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g,$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g}.$$

$\rho_s$  используется большинством исследователей для определения градиента давления, возникающего из-за изменений при подъеме. Некоторые корреляции основаны на предположении отсутствия скольжения и, таким образом, используют  $\rho_n$  как плотность двух фаз.  $\rho_k$  используется рядом исследователей, например Даклером (Dukler, 1969), для определения плотности смеси, используемой в слагаемом потерь на трение и числе Рейнольдса.

## Вязкость

Вязкость водонефтяной смеси обычно считается с использованием водонефтяного отношения в качестве весового множителя:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w.$$

## Вязкость двухфазной смеси

Следующие уравнения используются для расчета вязкости двухфазной смеси,

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \text{ вязкость смеси без скольжения},$$

$$\mu_s = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \text{ вязкость смеси со скольжением}.$$

## Поверхностное напряжение

Корреляции для межфазных напряжений на границе раздела вода/газ при различных давлениях и температурах получаются на основе лабораторных измерений или PVT-корреляций. Межфазное напряжение между газом и нефтью зависит от плотности нефти, температуры и растворенного газа наравне с другими параметрами.

Когда жидккая фаза содержит воду и нефть, используются те же весовые множители, что и при расчете плотности и вязкости:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w$$

где

$\sigma_o$  – поверхностное напряжение нефти,

$\sigma_w$  – поверхностное напряжение воды,

$f_o, f_w$  – фракции нефти и воды соответственно.

## Уравнения градиента давления при многофазном потоке

Уравнение градиента давления для однофазного потока может быть расширено для многофазного потока путем замены свойств потока и жидкости на свойства смеси. Таким образом,

$$\frac{dp}{dL} = \left( \frac{g}{g_c} \right) \rho_m \sin \theta + \frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m v_m (dv_m)}{g_c (dL)}, \quad (4.7)$$

где

$g$  – витационная постоянная,

$g_c$  – гравитационный переводной коэффициент,

$dp / dL$  – перепад давления (градиент давления),

$m$  – свойства смеси,

$\theta$  – угол наклона, считаемый от горизонтали.

Чаще всего уравнение адаптируется к двухфазному путем предположения, что смесь газ/жидкость считается однородной в конечном объеме трубы. Гидростатический перепад давления при двухфазном потоке

$$\frac{g}{g_c} \rho_s \sin \theta,$$

где  $\rho_s$  – плотность смеси газ/жидкость на отрезке трубы.

Если предположить, что элемент трубы содержит жидкость и газ, то плотность смеси можно рассчитать следующим образом:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g,$$

Компонент потерь на трение принимает вид

$$\frac{f_t p_f v_m^2}{2 g_c d},$$

где  $f_t$  и  $\rho_f$  определяются по-разному разными исследователями, такими, как Данс и Рос (Duns, Ros, 1963), Хейгедорн и Браун (Hagedorn, Brown, 1965) и т.д.

### Трение двух фаз

Ранее, мы показали, что слагаемое  $(dp / dL)_f$  представляет потери давления, вызванные трением, когда газ и жидкость текут в трубе одновременно. Данное слагаемое не просчитывается аналитически, за исключением случая ламинарного однофазного потока. Таким образом, оно должно определяться по экспериментальным данным или по аналогии с однофазным потоком. Метод, которому удалено наибольшее внимание, заключается в выведении двухфазного коэффициента трения. Существует несколько выражений для расчета двухфазного градиента трения:

$$\left( \frac{dp}{dL} \right)_{трения} = \frac{f_L \rho_L v_{SL}^2}{2 g_c d} \quad (\text{используется при пузырьковом режиме}),$$

$$\left( \frac{dp}{dL} \right)_{трения} = \frac{f_g \rho_g v_{Sg}^2}{2 g_c d} \quad (\text{используется при кольцевом режиме потока}),$$

$$\left( \frac{dp}{dL} \right)_{трения} = \frac{f_t p_f v_m^2}{2 g_c d}.$$

В общем, методы расчета коэффициента трения при двухфазном потоке различаются только путем определения коэффициента трения и с большой натяжкой от структуры

потока. Например, при эмульсионном режиме чаще используется формула, основанная на газе, в то время как при пузырьковом режиме используется формула основанная на жидкости. Определение  $\rho_f$  может сильно различаться в зависимости от исследователя как мы и говорили раньше.

Большинство корреляций пытается связать коэффициент трения с числом Рейнольдса. Вспомните, что число Рейнольдса для одной фазы определяется следующим образом:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu}.$$

Стандартный, используемый в расчетах числа Рейнольдса набор единиц:

$\rho$  – плотность, фунт/фут<sup>3</sup>,

$v$  – скорость, футов/сек,

$d$  – диаметр трубы, фут,

$\mu$  – вязкость, фунт/фут<sup>4</sup> сек.

Так как вязкость чаще выражается в сантиметрах, то число Рейнольдса с вязкостью в сантиметрах:

$$N_{Re} = 1,448 \frac{\rho v d}{\mu}.$$

### Гидростатический компонент

Из формул градиента давления для одно- и двухфазного потока становится очевидно, что подъемный компонент исчезает при горизонтальном течении. Тем не менее подъемный, или гидростатический, градиент, безусловно, самый важный из трех компонентов при вертикальном или наклонном потоке. Это принципиальный компонент,зывающий перегрузку скважин и их остановку. Перегрузка газовой скважины – типичный пример, когда гидростатический градиент в скважине постоянно возрастает из-за проскальзывания жидкости и превышения пластового давления, уменьшая таким образом приток газа.

### Компонент трения

Данный компонент обычно превалирует при горизонтальном течении. Помимо этого при вертикальных и сильно наклонных газовых, газоконденсатных либо в многофазных потоках с высоким газожидкостным фактором потери на трение могут стать доминирующими. В скважинах, работающих на газлифте, закачивание с превышением оптимального газожидкостного фактора вызывает реверсию градиента НКТ из-за очень больших потерь на трение по отношению к гидростатическим потерям. Другими словами, путем увеличения закачки газа можно потерять дебит нефти в скважинах с газлифтом.

## Компонент ускорения

Компонент ускорения, который иногда называют кинетической энергией, составляет слагаемое со скоростью в квадрате (ур. 4.7) и основывается на изменении скорости, имеющем место между различными точками в трубе. В 98% случаев, в полевых условиях, данное слагаемое стремится к нулю, но в отдельных случаях может быть значительным и составлять до 10% суммарных потерь давления. В подобных случаях при низких давлениях и соответственно низких плотностях и при больших объемах газа или высоких газонефтяных факторах имеют место быстрые изменения скорости и компонент ускорения может принимать большие значения. Он должен включаться в любые компьютерные расчеты.

Данный компонент полностью игнорируется некоторыми исследователями, а другими исследователями игнорируется при некоторых режимах тока. Когда его принимают во внимание, делаются различные предположения, касающиеся относительных величин используемых в расчетах, чтобы получить некоторую упрощенную процедуру определения падения давления вследствие изменения кинетической энергии. Данный компонент градиента давления имеет большое значение близко к поверхности в скважинах с высоким газожидкостным фактором.

Из обсуждения влияния различных компонентов на суммарный градиент давления ясно видно, что методы определения ОСЖ и коэффициента трения в двух фазах были разработаны.

## Структура потока

Одновременное течение двух жидкостей, обладающих различными физическими свойствами, в трубе приводит к образованию самых различных структур потока. Структура потока обозначает геометрическое распределение каждой фазы в трубе относительно другой фазы. Многие исследователи, такие, как Мукерджи и Бриль (Mukherjee, Brill, 1985), предпринимали попытки предсказать структуру потока в зависимости от различных условий. Это имеет особое значение, так как было обнаружено, что ОСЖ различно при разных структурах потока. В наиболее поздних исследованиях было подтверждено, что структура потока зависит от наклона трубы и направления потока (другими словами, добыча это или закачка). В результате наиболее надежные корреляции зависят от аккуратности прогноза структуры потока.

Существуют четыре основные структуры потока:

- Пузырьковый режим  
(как в нисходящем, так и в восходящем потоке)
- Пробковый режим  
(как в нисходящем, так и в восходящем потоке)
- Эмульсионный режим  
(как в нисходящем, так и в восходящем потоке)
- Расслоенный режим  
(только в нисходящем потоке)

Рис. 4.2a.

Структура потока нефти вязкостью 20,09 сантипузаза, относительной плотностью 0,851 в смеси с водой в трубе диаметром 1,04 дюйма, по наблюдениям Говьера (Sullivan, Woods, 1961)

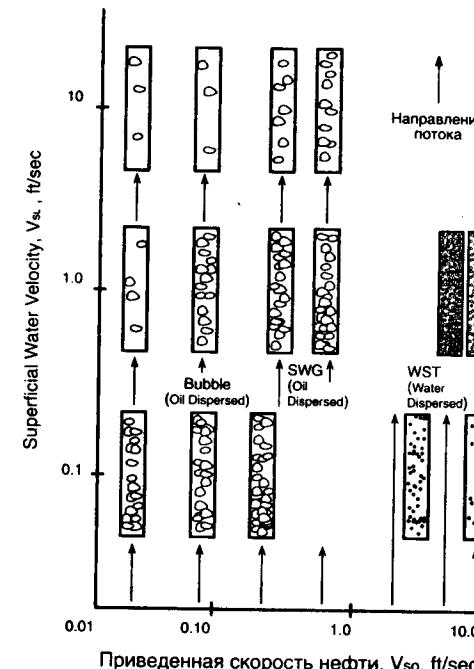
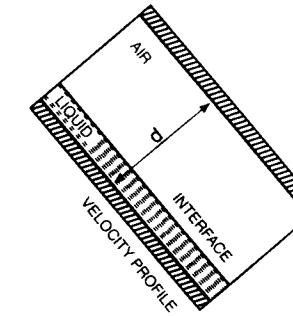


Рис. 4.2б.

Профиль скорости жидкости при нисходящем потоке



Пузырьковый режим газожидкостного двухфазного потока определяется как режим тока, при котором две фазы почти равномерно перемешаны или когда газовая фаза в виде маленьких пузырьков движется в сплошной жидкой среде. Пробковый режим, с другой стороны, определяется как режим тока, при котором размер пузырей газа превышает диаметр трубы и поток в трубе движется дискретными порциями жидкости и газа. Вследствие постоянного разделения фаз по направлению потока пробковый режим приводит к постоянным колебаниям давления. Это создает проблемы при добыче, такие, как переполнение сепараторов (заводнение), неправильное функционирование газлифтных клапанов и т.д. Эмульсионный режим определяется как режим тока, при котором газовая фаза течет внутри трубы, а жидккая фаза движется в виде тонкой пленки, прилегающей к

стенкам трубы. Это происходит при очень высоких скоростях движения газа. Расслоенный режим имеет место только в исходящем двухфазном потоке. Данный тип структуры потока характеризуется расслоением жидкости по сечению трубы. Более тяжелые жидкости текут в нижней части сечения трубы, в то время как более легкие жидкости/газы занимают верхнюю часть сечения трубы. На рис. 4.2 представлена геометрическая конфигурация контрольных объемов жидкости и газа при различной структуре потока. В двухфазном газожидкостном потоке уравнение сохранения количества движения (4.7) зависит от структуры потока. Прогноз структуры потока возможен с использованием методов, предложенных Макерджи и Брилем (Mukherjee, Brill, 1979), Барнеа (Barnea et al., 1982), Тайтэлем (Taitel et al., 1980). На рис. 4.3 – 4.5 показаны некоторые карты структуры потока для восходящих и горизонтальных потоков. Карты структуры потока даются с использованием скоростей жидкости и газа как независимых переменных. Они определяются следующим образом:

$$\text{число скорости жидкости} \quad -N_{LV} = 1,938 V_{sL} \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}},$$

$$\text{число скорости газа} \quad -N_{gV} = 1,938 V_{gV} \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}},$$

где

$V_{sL}$  – приведенная скорость жидкости, фут/сек,

$V_{gV}$  – приведенная скорость газа, фут/сек,

$\rho_L$  – фунт/фут<sup>3</sup>,

$\sigma_L$  – поверхностное напряжение жидкости, дин/см.

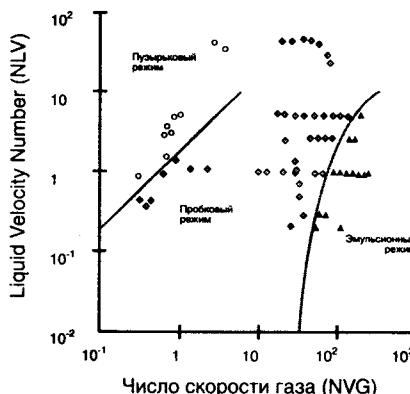


Рис. 4.3.

Расчетные границы перехода структуры потока, нанесенные на наблюдаемую карту структуры потока керосина в вертикальном восходящем потоке.

Рис. 4.4.

Расчетные границы перехода структуры потока, нанесенные на наблюдаемую карту структуры потока керосина в вертикальном восходящем потоке 30°.

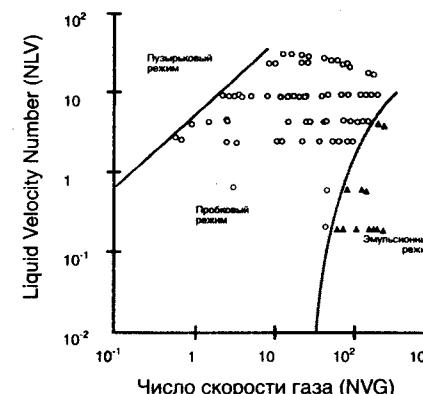
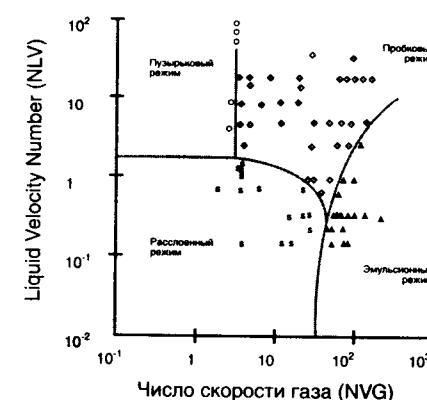


Рис. 4.5.

Расчетные границы перехода структуры потока, нанесенные на наблюдаемую карту структуры потока керосина в горизонтальном потоке



Пример 4.1.

Дано:

Внутренний диаметр НКТ = 2,441 дюйма ( $2\frac{7}{8}$  дюйма), API плотность = 30°,

поверхностное натяжение нефти = 26 дин/см,

дебит нефти = 250 СТБ/день,

газовый фактор = 56 СКФ/СТБ.

Определить структуру потока по вертикальной добывающей скважине.

$$\text{Относительная плотность нефти} \quad \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} = \frac{141,5}{131,5 + 30} = 0,88.$$

$$\text{Площадь сечения трубы} \quad \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi}{4} \left( \frac{2,441}{12} \right)^2 = 0,0325 \text{ футов}^2.$$

Приведенная скорость жидкости, фут/сек:

$$V_{sL} = \frac{250 * 5,615}{86400 * 0,0325} = 0,5 \text{ фут/сек.}$$

Число скорости жидкости

$$N_{LV} = 1,938 * 0,5 \sqrt{\frac{0,88 * 62,4}{26}} = 1,938 * 0,5 * 1,2055 = 1,2.$$

Приведенная скорость газа

$$V_{gV} = \frac{250 * 56}{86400 * 0,0325} = 5 \text{ фут/сек.}$$

Число скорости газа

$$N_{gV} = 1,938 * 5 * 1,2055 = 11,7.$$

По рис. 4.3 при  $N_{LV} = 1,2$  и  $N_{gV} = 11,7$  ожидаемая структура потока – пробковый режим.

## Расчет пересечения давления

Существует несколько методов расчета потерь давления, когда газ и жидкость текут в трубе одновременно. Данные методы представляют способ предсказывать структуру потока для данных потока и свойств жидкости, таких, как дебиты отдельных фаз, свойства жидкостей, размеры насосных систем и одно из конечных давлений (устье/сепаратор). Для предсказанной структуры потока рассчитываются ОСЖ и коэффициент трения для определения гидростатического градиента и градиента трения. Более детально один из этих методов рассмотрен Брауном и Беггсом (Brown, Beggs, 1977).

Программы NODAL/GLAD и STAR/WPT, установленные на компьютерных системах «Шлюмберже Уайрлайн Сервисес» (Schlumberger Wireline Services), представляют в наше распоряжение следующие корреляции:

Duns, Ros, 1963  
Orkiszewski, 1967  
Hagedorn, Brown, 1965  
Beggs, Brill, 1973  
Mukherjee, Brill, 1985  
Dukler, 1964.

Первые три корреляции разработаны для вертикального потока либо для добывающих скважин. Только корреляции Beggs, Brill и Mukherjee, Brill разработаны для наклонных многофазных потоков и подходят как для добывающих, так и для нагнетательных скважин совместно с трубопроводами, проходящими по пересеченной местности. Они также применимы для горизонтальных одно- и многофазных потоков. Корреляция Dukler подходит только для горизонтального течения. Все эти корреляции также могут применяться для однофазного потока газа или жидкости. Только программа Mukherjee, Brill из всех представленных выше предсказывает изменения структуры потока при наклонном двухфазном потоке.

## Градиентные кривые

Градиентные кривые – это графическое представление распределения давления по длине или глубине НКТ или выкидной линии для постоянных параметров жидкости потока. На рис. 4.6 представлены типичные градиентные кривые для НКТ – 2 7/8 дюйма, дебита 1000 баррелей в день и обводненности 50%. Постоянные свойства, такие как относительная плотность газа и т.д., указаны в верхнем правом углу графика. На каждом графике представлено семейство градиентных кривых для различных газожидкостных факторов. Эти кривые строятся компьютером и используются для расчетов при отсутствии компьютера под рукой. Градиентные кривые используются для расчета одного из конечных давлений, когда другое конечное давление, а также соответствующие свойства потока и жидкости известны.

Браун и др. (1980) представили ряд градиентных кривых для широкого диапазона разме-

ров НКТ и различных дебитов, используя корреляцию Хагедорна–Брауна (1965). Часть из них используется в приведенных примерах. На рис. 4.6 – 4.9 приведен ряд градиентных кривых, представленных Брауном. Градиентные кривые для горизонтального потока (Рис. 4.8) и вертикального потока в НКТ (рис. 4.6 и 4.7) начинаются при атмосферном давлении на нулевой отметке длины или глубины. Чтобы использовать эти кривые для неатмосферного сепаратора или устьевого давления, применяется концепция эквивалентной длины. Использование градиентных кривых проиллюстрировано в примере 4.2.

### Пример 4.2.

Дано:

$$P_{wh} = 100 \text{ psig}$$

$$\text{ГЖФ} = 400 \text{ СКФ/баррель}$$

$$\gamma_g = 0,65$$

$$\text{НКТ} = 2 \text{ дюйма}$$

Рассчитать и построить кривую приема НКТ.

$$\text{Температура на устье} = 70^\circ\text{F}$$

$$T_{res} = 140^\circ\text{F}$$

$$\text{Глубина} = 5000 \text{ футов (сер. перф.)}$$

$$\text{Плотность API} = 35^\circ \text{ API}$$

### Решение:

График зависимости забойного давления от дебита строится на основании градиента давления в трубах.

Используя корреляцию вертикального многофазного потока, по рис. 4.10 – 4.13 предлагаются разные дебиты и определяется давление на приеме НКТ. Строим следующую таблицу:

Предполагаемый дебит $q$ , баррелей/день	$P_{wf}$ psig
200	730
400	800
600	910
800	1080

### Пример расчетов

Используя рис. 4.10, начинаем в вершине градиентной кривой при давлении 100 psig. Двигаемся по вертикали вниз до газонефтяного фактора 400 СКФ/баррель. Далее по вертикали считываем значение эквивалентной глубины, равное 1600 футов. Складываем значение эквивалентной глубины и глубины скважины в середине перфорации. Полученное значение 6600 футов берем по вертикальной оси и далее по горизонтали до кривой ГЖФ 400 СКФ/баррель. От этой точки двигаемся по вертикали вверх и считываем значение давления на приеме НКТ при 200 баррелях в день, равное 730 psig.

Повторяем эту процедуру для дебитов 400, 600 и 800 баррелей/день, используя графики с 4.11 по 4.13 соответственно.

Откладываем значения, представленные в таблице, на графике зависимости  $P_{wf}$  от  $q$ , как показано на рис. 4.14, для завершения построения графика давления на приеме НКТ.

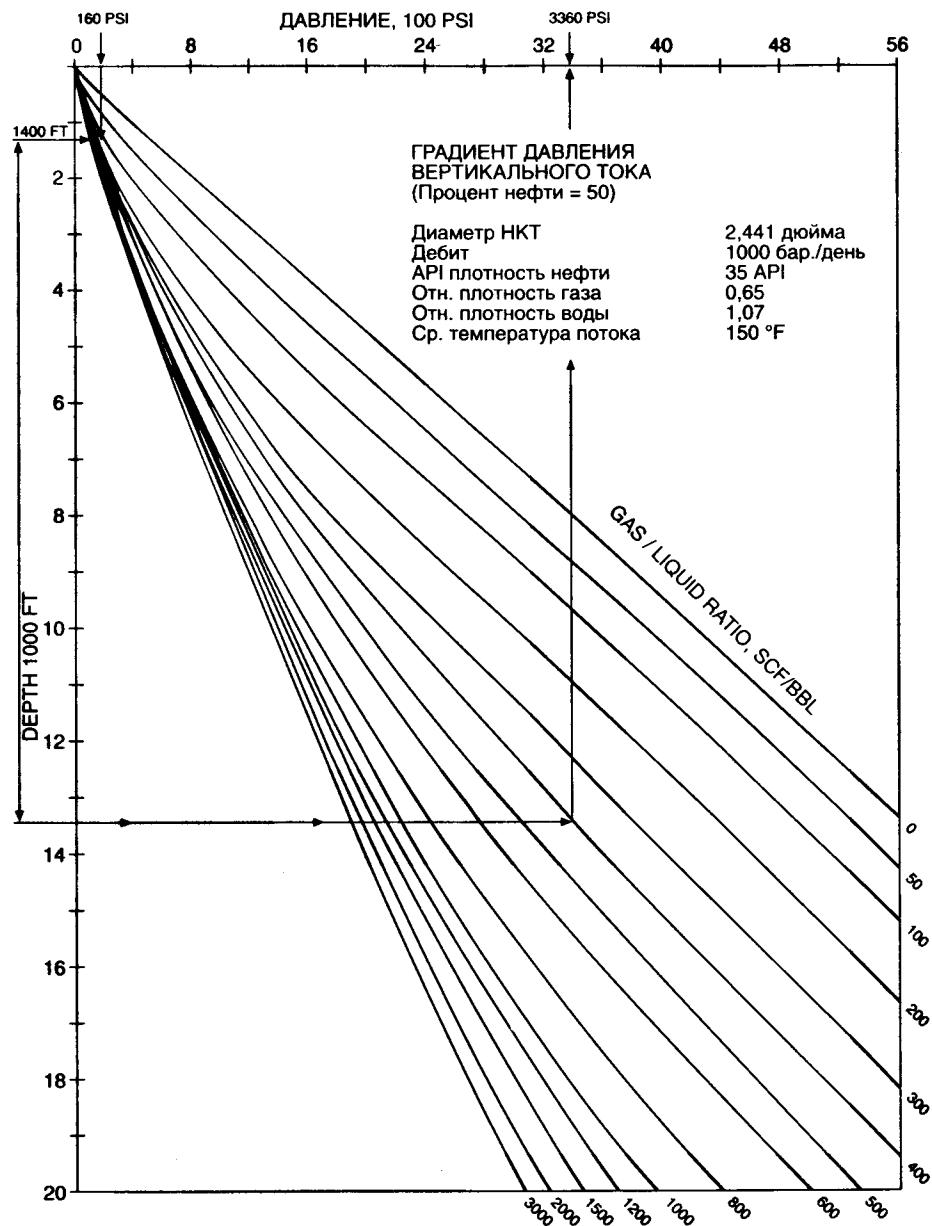


Рис. 4.6.

Вертикальный многофазный поток: как определить забойное давление фонтанирования

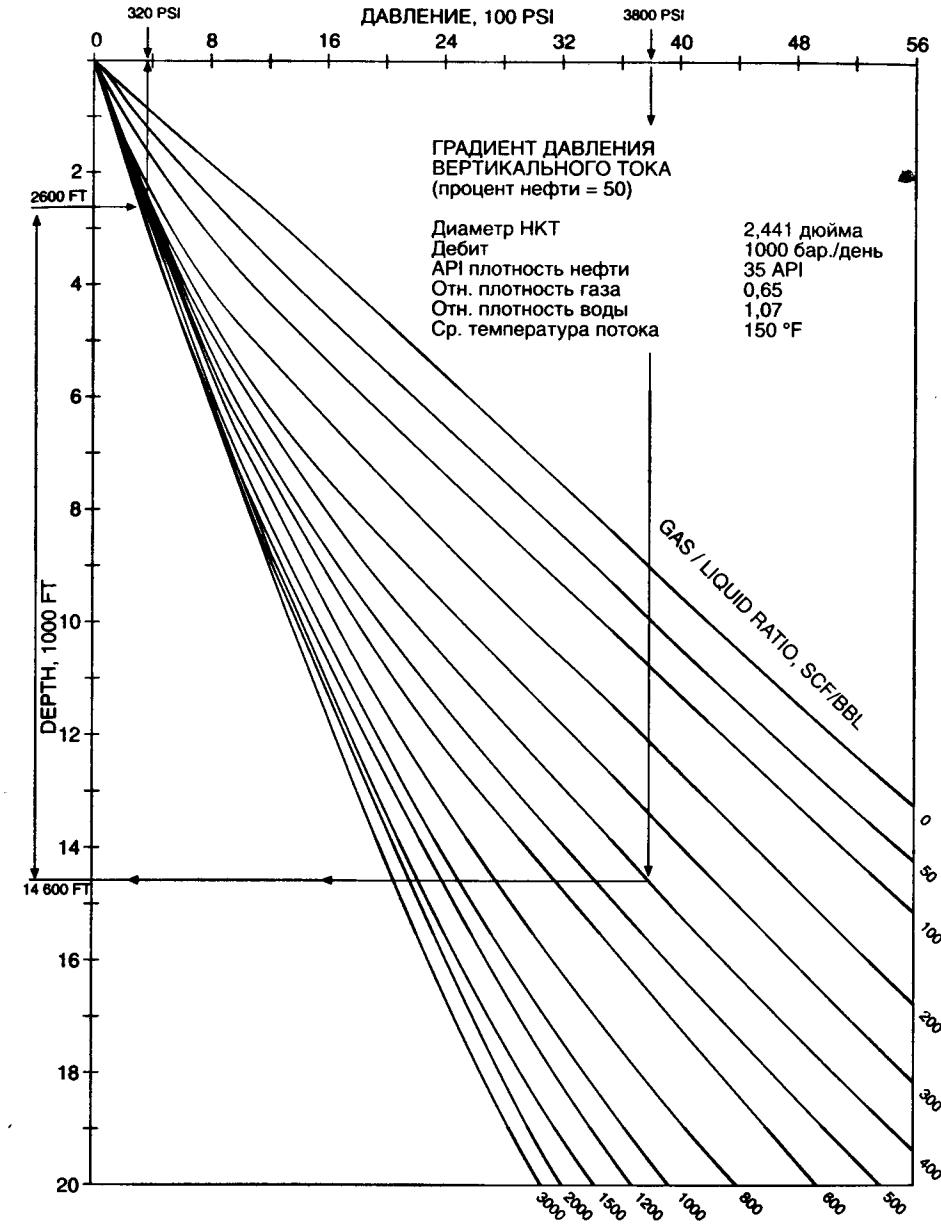


Рис. 4.7.

Вертикальный многофазный поток: как определить давление фонтанирования на устье

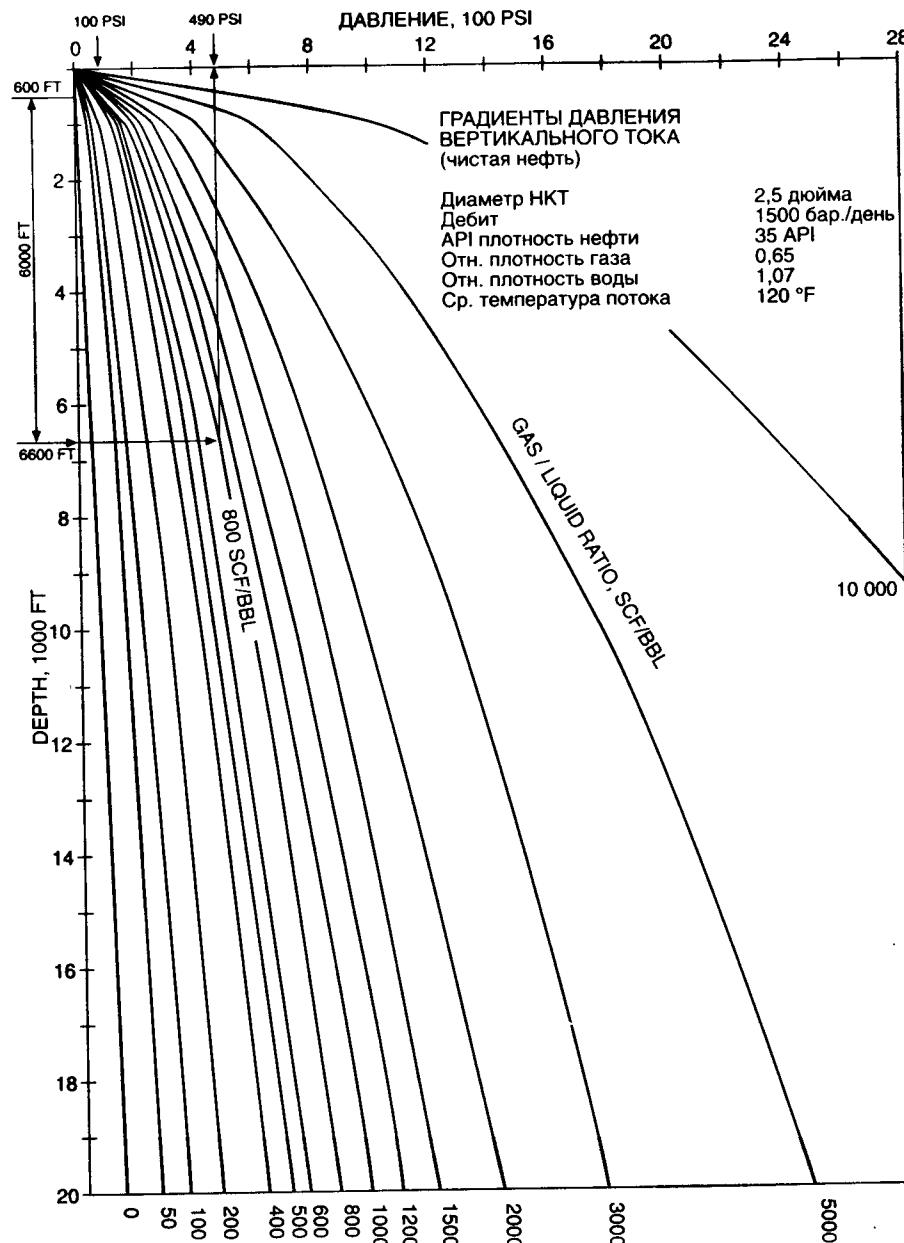


Рис. 4.8.

Горизонтальный многофазный поток: как определить давление фонтанирования на устье

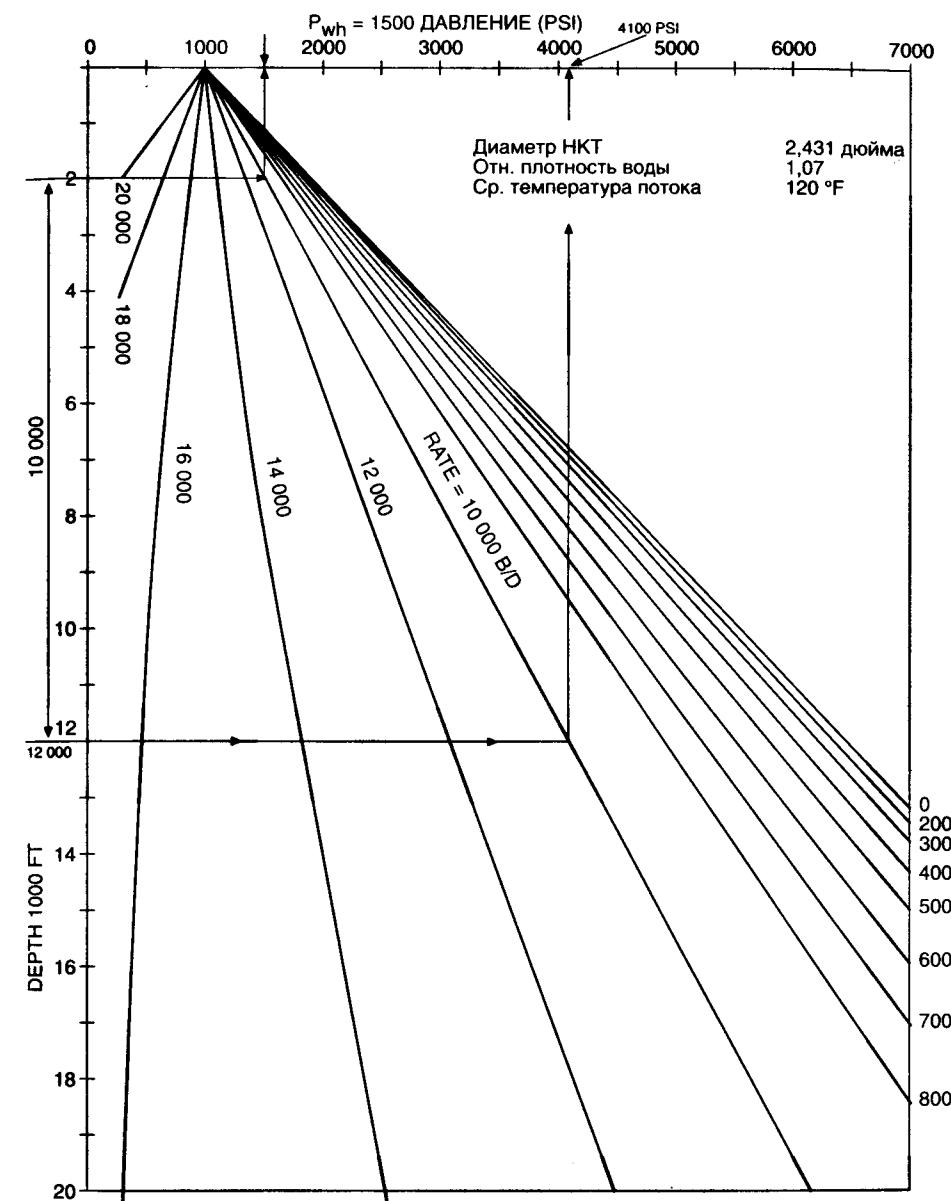


Рис. 4.9.

Вертикальная закачка воды: как определить давление на выкиде

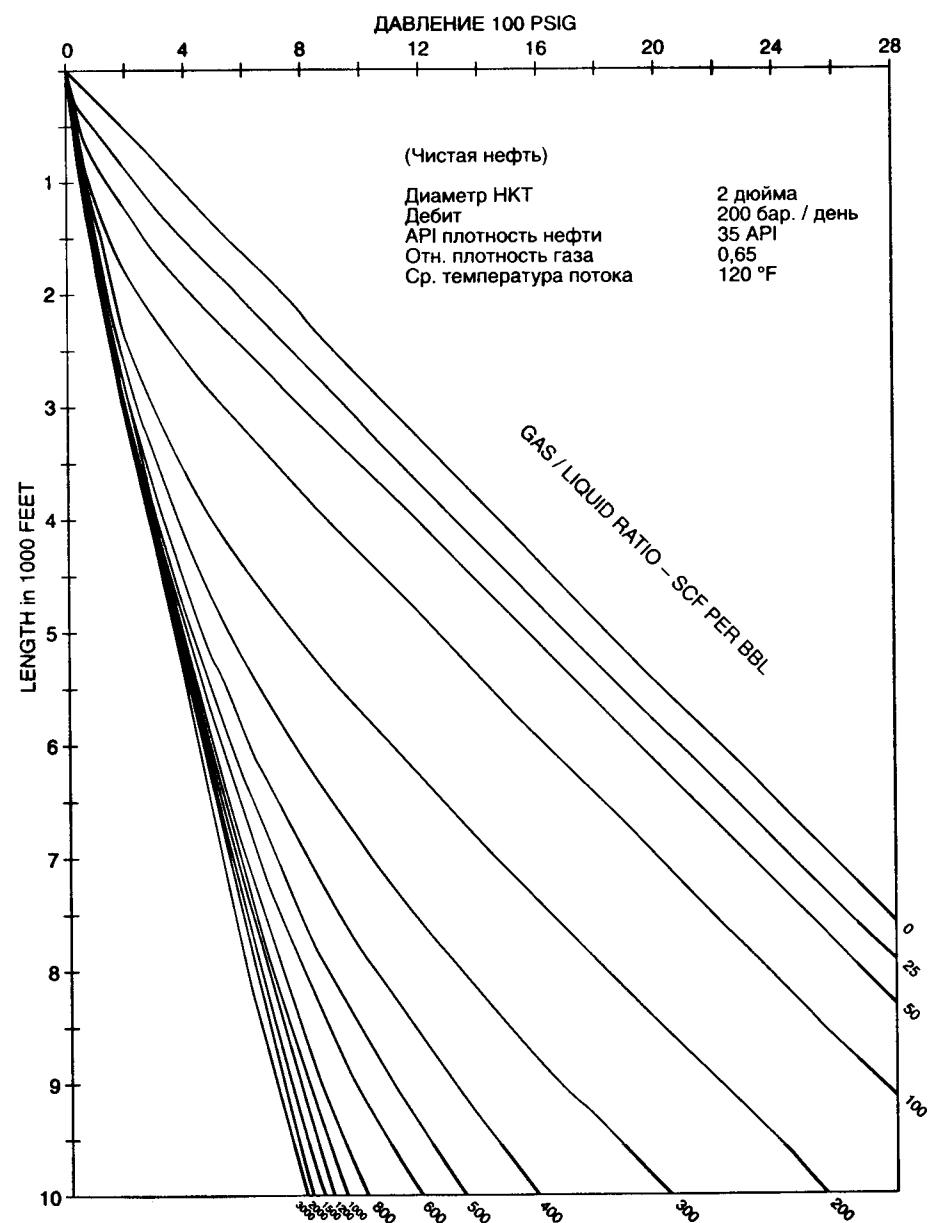


Рис. 4.10.

### Градиенты давления вертикального потока

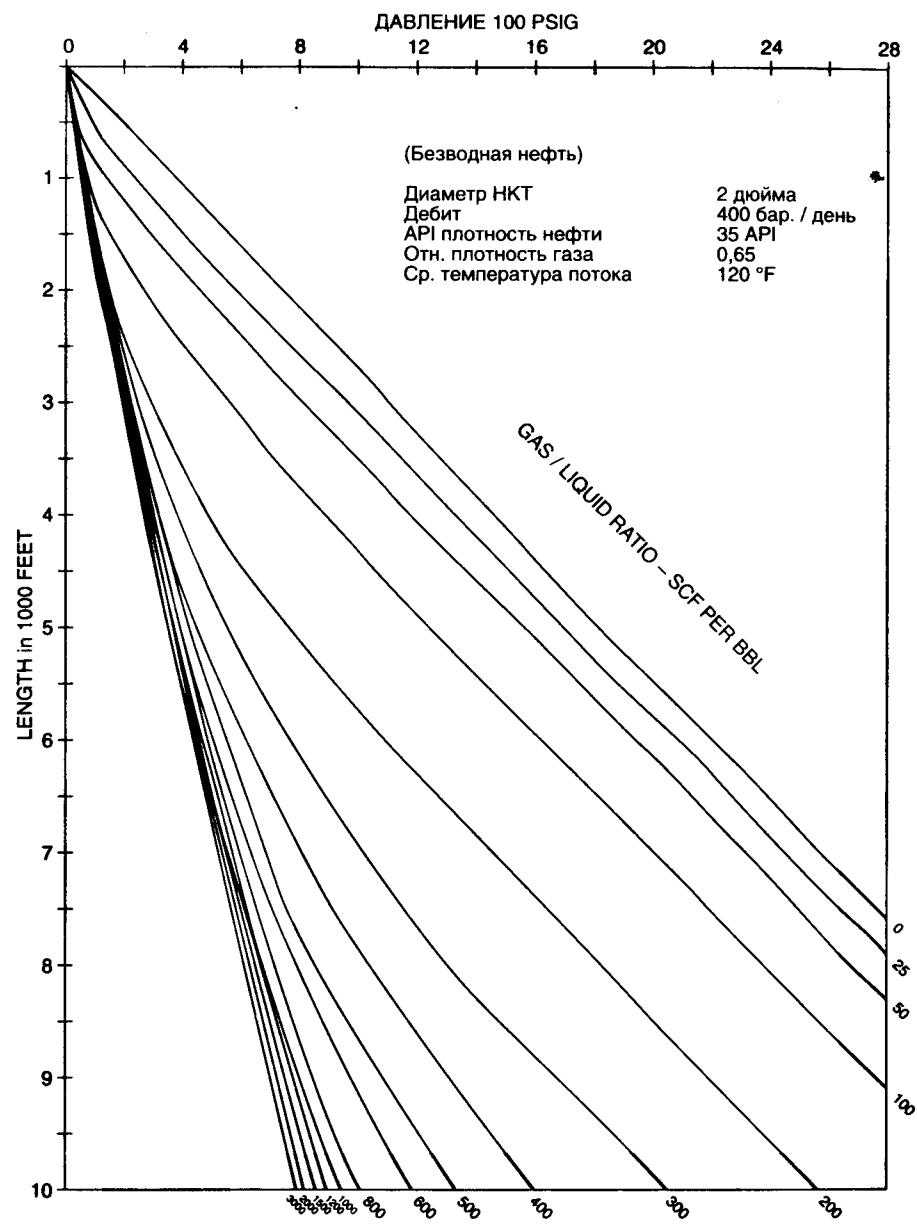


Рис. 4.11.

Данный график использован для определения  $p_{wf} = 800 \text{ psig}$  при дебите 400 баррелей/день через НКТ с внутренним диаметром 2 дюйма

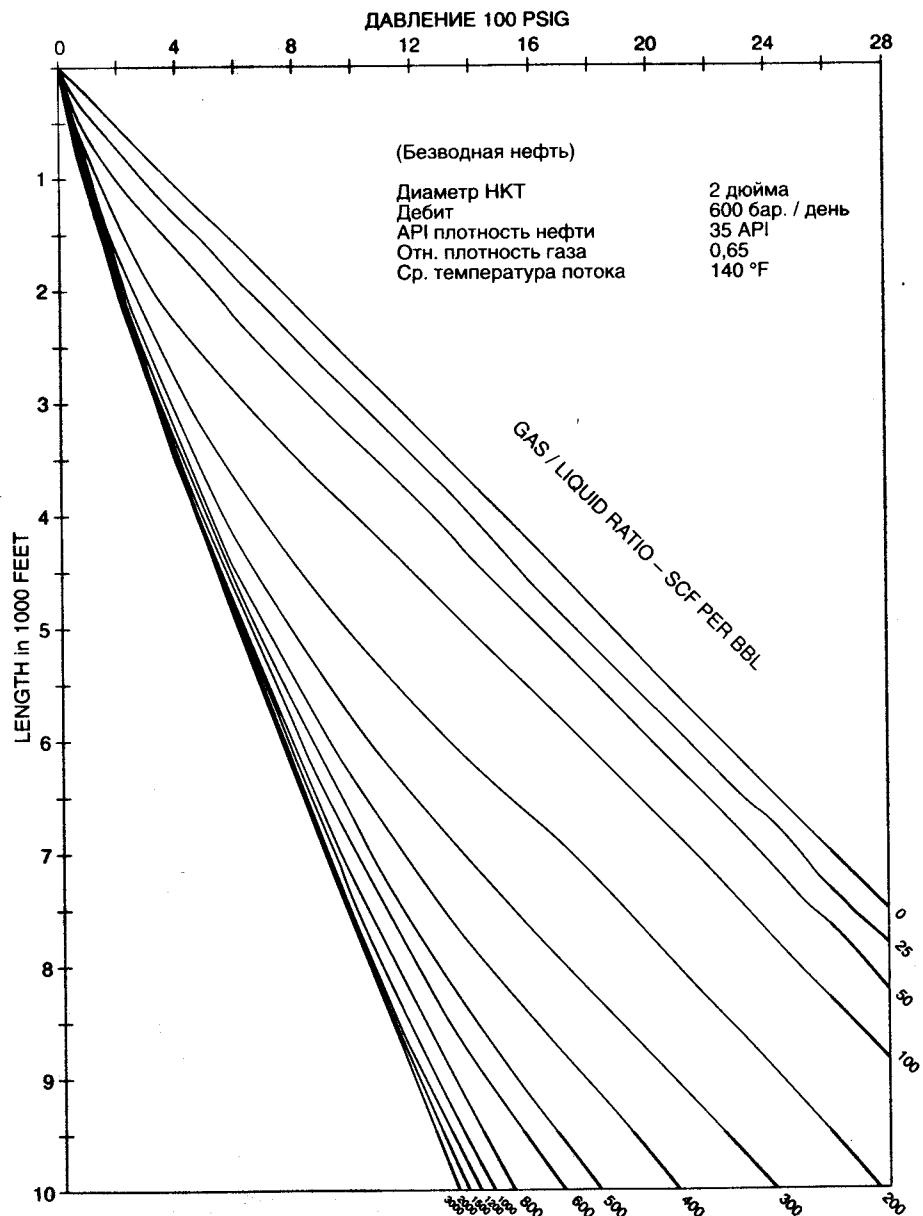


Рис. 4.12.

Данный график использован для определения  $p_{wf} = 910$  psig при дебите 600 баррелей/день через НКТ с внутренним диаметром 2 дюйма

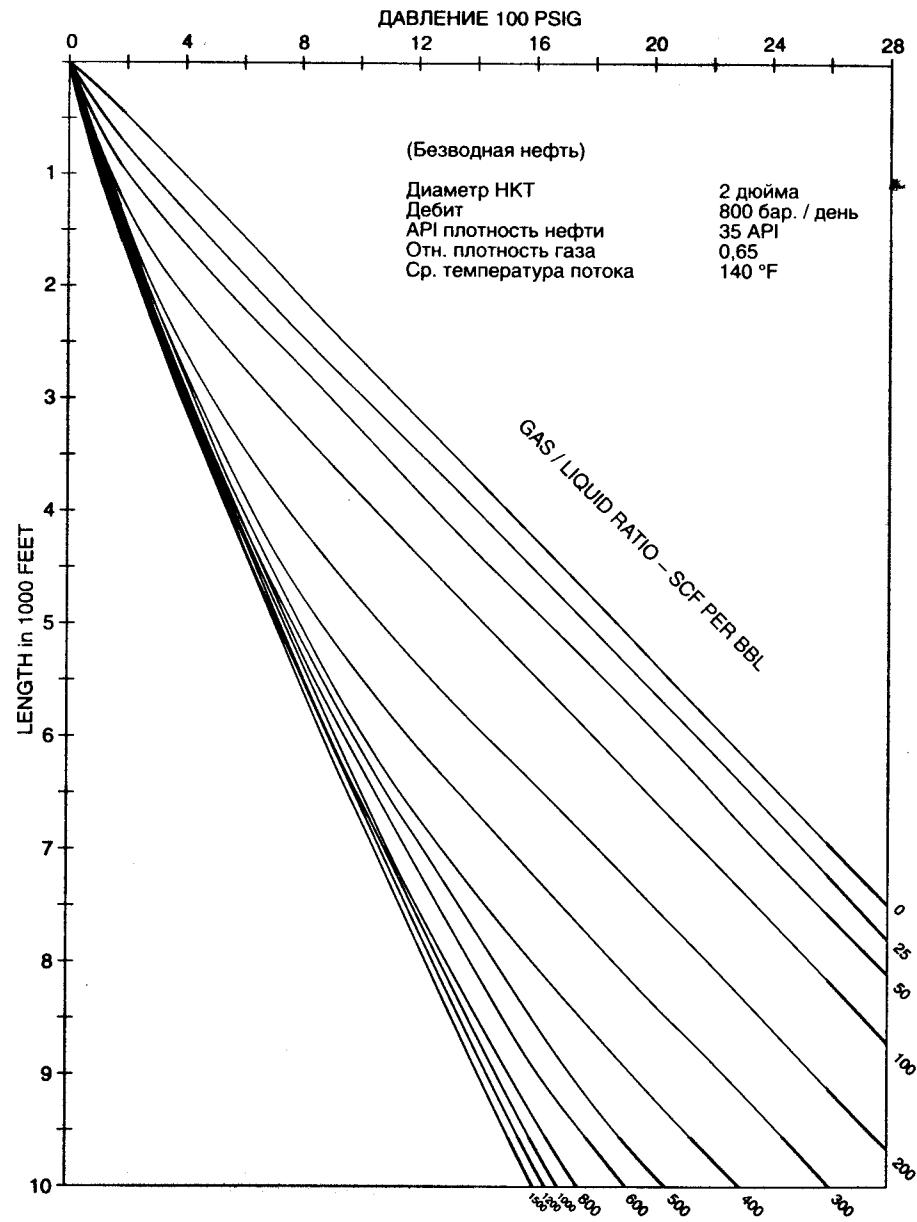
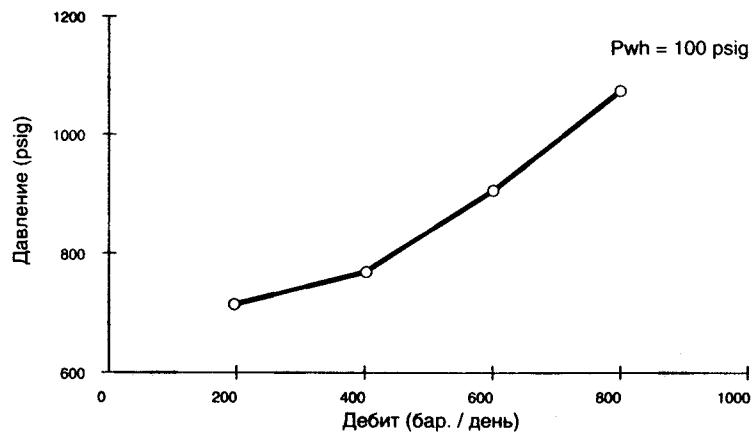


Рис. 4.13.

Данный график использован для определения  $p_{wf} = 1080$  psig, при дебите 800 баррелей/день через НКТ с внутренним диаметром 2 дюйма

Рис. 4.14.  
На графике  
представлена  
рабочая  
характеристика  
давления  
на приеме или  
на выкиде при  
давлении  
на устье,  
равном 100 psig



### Список литературы

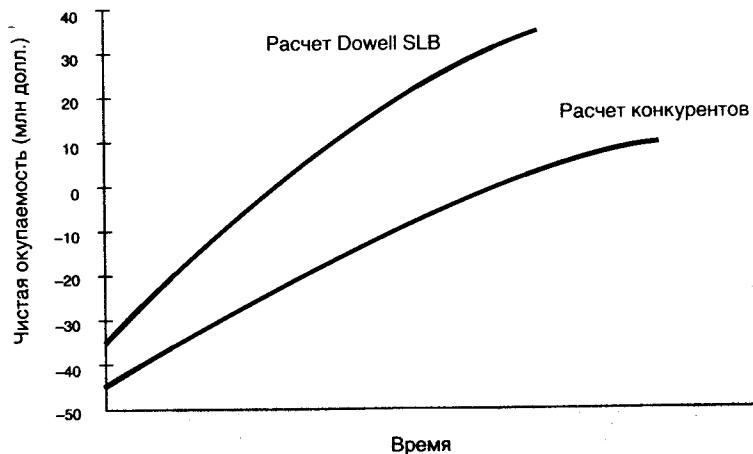
- Colebrook C.F. «Turbulent Flow in Pipes with Particular Reference to the Transition Region Between the Smooth and Rough Pipe Laws», J. Inst. Civil Engrs. (London), 11, (1938-1939), 133 – 156.
- Moody L.F. «Friction Factor for Pipe Flow», Trans. ASME 66, (Nov. 1944), 671 – 684.
- Jain A.K. «Accurate Explicit Equation for Friction Factor», J. Hydraulics Div., ASC, 102 (HY5), (1976), 674.
- Aziz K. «Ways to Calculate Gas Flow and Static Head», Handbook Reprint from Pet. Eng. (1963), Dallas. TX.
- Cullender M.H. and Smith R.V. «Practical Solution for Gas-Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients», Trans., AIME, 207, 281 – 287.
- Dukler A.E. et al. «Gas-Liquid Flow in Pipelines», I. Research Results, AGA – API Project NX-28 (May 1969).
- Duns H. Jr. and Ros N.C.J. «Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells», Proc. Sixth World Pet. Congress, (1963), 451.
- Mukherjee H. and Brill J.P. «Empirical Models to Predict Flow-Patterns in Two-Phase Inclined Flow», Int. J. Multiphase Flow, Vol. 11, No. 3, pp. 299-315, 1985.
- Barnea D., Shoham O. and Taitel Y. «Flow Pattern Transition for Downward Inclined Two Phase Flow; Horizontal to Vertical», Chem. Engr. Sci. (1982) 37, 735-740.
- Taitel Y., Barnea D. and Ducler A.E. «Modeling Flow Patter Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes», AIChEJ. (1980) 2, 3, 345-354.
- Brow K.E. and Beggs H.D. «The Technology of Artificial Lift Methods», Penn Well Publishing, (1977), 1.
- Orrkizhewski J. «Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes», JPT (June 1967), 829-838.
- Hagedorn A.R. and Brown K.E. «Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits», JPT (April 1965), 475-484.
- Beggs H.D. and Brill J.P. «A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes», JPT (May 1973), 607-617.
- Mukherjee H. and Brill J.P. «Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow», JPT (May 1983).
- Ducler A.E., Wicks M., III and Cleveland R.G. «Frictional Pressure Drop in Two-Phase Flow: B. An Approach Through Similarity Analysis», AIChEJ. (1964) 10, 1.
- Brown K.E. «The Technology of Artificial Lift Methods», Penn Well Publishing (1980), 3.

## Глава 5.

# Анализ производительности скважин после стимуляции

Эффективным способом оценки проведенной стимуляции или сравнения различных способов стимуляции является сравнение окупаемости этой стимуляции во времени. Если какое-либо конструктивное решение по стимуляции окупает стимуляцию и приносит некое количество ( $X$ ) долларов за пять месяцев (в то время как другое решение делает то же самое за десять), первое решение, несомненно, наиболее приемлемо. На рис. 5.1 приведен график окупаемости во времени.

**Рис. 5.1.**  
Чистая окупаемость в каждый момент времени = дополнительный оборот от добычи нефти или газа, вызванной стимуляцией, в любой момент времени  $t$  – стоимость стимуляции

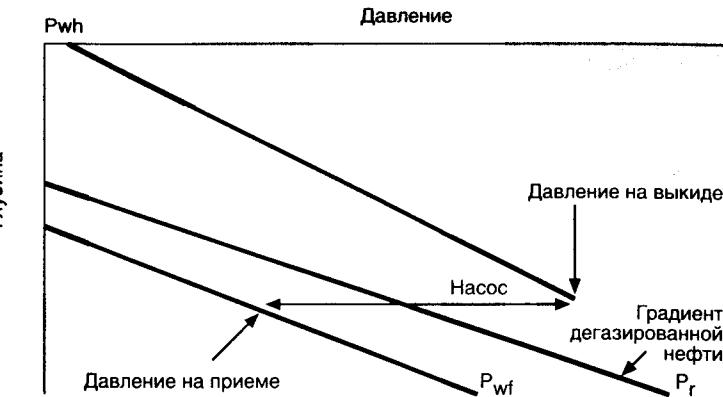


## Системы механизированного подъема жидкости

Методы механизированного подъема применяются на нефтяных скважинах с достаточной продуктивностью, но недостаточным давлением для подъема нефти на поверхность. По существу, есть два основных метода механизированного подъема:

- насосная эксплуатация,
- газлифт.

**Рис. 5.2.**  
Влияние погружных насосов на профиль давления в скважине



## Насосная эксплуатация скважин

Внутрискважинные насосы добавляют давления в фонтанирующую систему. Как показано на рис. 5.2, колонна дегазированной нефти инертна и гидростатическое давление колонны превышает пластовое, останавливая приток в скважину. Установка насоса изменяет график профиля давления путем фиксированного увеличения давления, достигаемого между приемом и выкидом насоса. Правильно рассчитанное, это повышение давления позволяет жидкости течь к поверхности при фиксированном давлении на устье. Насосы всегда работают при положительном давлении на приеме, возникающем вследствие того, что уровень жидкости в затрубе находится выше насоса. Уровень жидкости в затрубе отслеживается при помощи эхолота. Перед стимуляцией скважины, находящейся на насосной эксплуатации, необходим замер динамического уровня в затрубе, что впоследствии даст возможность проведения анализа в случае возникновения проблем после стимуляции.

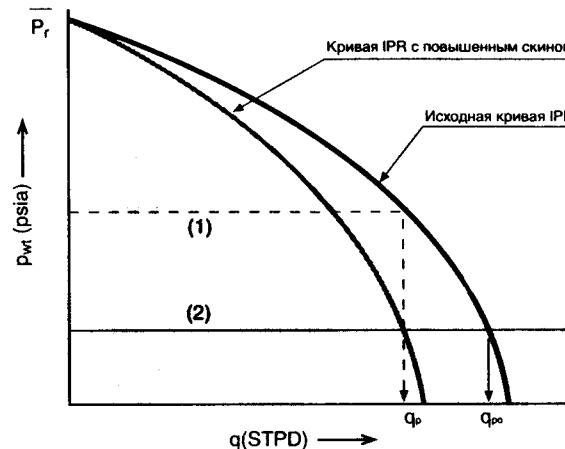
Диагностика потенциала стимуляции при насосной эксплуатации нефтяной скважины требует следующее:

В общем, если динамический уровень поднимается, а дебит падает, то проблема в насосе (случай 1 на рис. 5.3). Столкновение с такими проблемами отнюдь не редкость после стимуляции скважин с насосной эксплуатацией. В большинстве случаев старая установка требует замены или ремонта.

Следующая, часто встречающаяся проблема, когда дебит падает, а динамический уровень стоит на месте или медленно ползет вниз. Это происходит вследствие проблем с пластом, таких, как истощение или нарастание скважины (случай 2 на рис. 5.3).

Следует отметить, что в скважине с меходобычей после успешной стимуляции может потребоваться перерасчет оборудования для оптимального притока. Если после успешной стимуляции дебит не вырос, то проблема скорее всего в эксплуатационных ограничениях насосного оборудования.

Рис. 5.3.  
Обнаружение  
потенциальных  
проблем  
в скважине  
с насосной  
эксплуатацией  
по кривым IPR



### Газлифт скважин

Газлифт – метод механизированного подъема жидкости, где газ нагнетается в эксплуатационную колонну, обычно через затрубу, для насыщения газом столба жидкости в эксплуатационной колонне для уменьшения гидравлического напора колонны жидкости. Это приводит к уменьшению забойного давления и увеличению добычи. Чем глубже точка нагнетания, тем больше столб аэрированной жидкости и тем меньше забойное давление. Таким образом, задачей газлифта является закачивание оптимального количества газа на максимально возможной глубине НКТ. Оптимальный объем закачиваемого газа очень важен, так как больший объем приведет к чрезмерным потерям на трение в НКТ, превышающим выигрыш в гидростатическом давлении, что приведет к увеличению забойного давления и уменьшению дебита.

На рис. 5.4 показана типичная последовательность нагнетания газа, используемая для разгрузки или запуска газлифтной скважины. Газлифтные клапана используются, чтобы открываться и закрываться при определенных давлениях в НКТ и затрубе. Задачей разгрузки скважины является начать аэрацию колонны с небольшой длины колонны близко к поверхности, далее верхний клапан закрывается и открывается следующий ниже и так далее до тех пор, пока не достигается нагнетательный клапан. Этот клапан устанавливается так, что он остается открытым все время. Подобная пошаговая процедура разгрузки применяется для запуска скважины с ограниченным нагнетательным давлением на поверхности.

### Эффект стимуляции газлифтной скважины.

После стимуляции индикаторная кривая улучшается, вследствие чего обычно требуется перерасчет системы газлифта для оптимизации притока. При этом требуется новая установка газлифтных клапанов. Часто встречается ситуация, когда по-

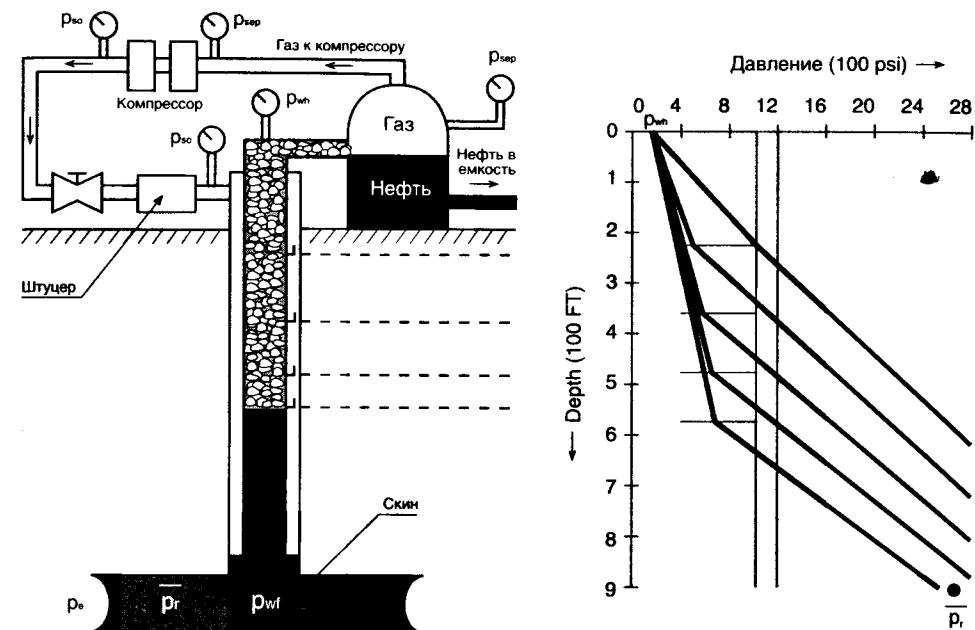


Рис. 5.4.

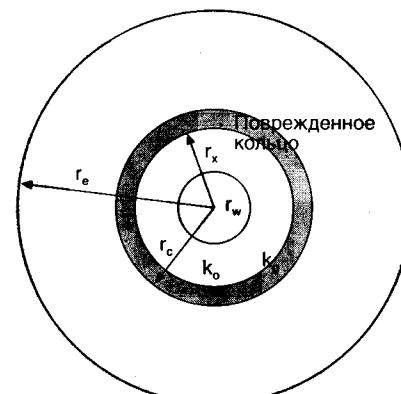
Разгрузка скважины при помощи газлифта

сле стимуляции газлифтные скважины теряют дебит из-за проблем с подбором газлифтной системы. Данный раздел имеет целью предостеречь инженеров против подобных ошибок в газлифтных системах успешно стимулированных скважин.

Пример 5.1.

Уплотнение глины (эффект продвижения повреждений в глубь пласта)

Рис. 5.5.



Средняя проницаемость

$$\bar{k} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\frac{1}{k_o} \log \frac{r_x}{r_w} + \frac{1}{k_d} \log \frac{r_c}{r_x} + \frac{1}{k_o} \log \frac{r_e}{r_c}}.$$

Процент начальной проницаемости  $\frac{\bar{k}}{k_o} * 100$ .

Дано:

$r_w = 0,365$  фута,  
 $k = 100$  мдарси,  
площадь дренирования = 160 акров.

- a) Рассчитать процент начальной продуктивности скважины вследствие 80% повреждения на глубину 1 фут вокруг скважины.
- b) Рассчитать процент начальной продуктивности скважины вследствие 80% повреждения в виде кольца шириной 1 фут на расстоянии 4 фута от скважины.

Решение:

a)

$$k_{80\%} = \frac{\log\left(\frac{1489}{0,365}\right)}{\frac{1}{20} \log \frac{1,365}{0,365} + \frac{1}{100} \log \frac{1489}{1,365}} = \frac{3,6106}{0,0286 + 0,0304} = 61,2.$$

∴ Процент начальной продуктивности = 61%.

б)

$$k_{80\%} = \frac{\log\left(\frac{1489}{0,365}\right)}{\frac{1}{100} \log \frac{4,365}{0,365} + \frac{1}{20} \log \frac{5,365}{4,365} + \frac{1}{100} \log \frac{1489}{5,365}} = \frac{3,6106}{0,01078 + 0,00448 + 0,02443} = 91.$$

∴ Процент начальной продуктивности = 91%.

Пример 5.2.

### Резюме

Были проведены испытания на офшорной скважине в Луизиане на плиоценовых plataх. Дебит составлял 1200 баррелей/день при давлении на устье 1632 psig и 71 футе эффективной мощности несцементированного песчаника.

Анализ данных испытания показал сильные повреждения в скважине, ограничивающие дебит (скин = 210). Также было показано, что дебит можно увеличить до 6850 баррелей/день при том же устьевом давлении при условии устранения выявленных повреждений.

Для устранения повреждений необходимо ясное понимание причин, вызвавших данные повреждения. Анализ данных испытания показал неадекватность перфорации, а также возможное повреждение пласта. Это было подтверждено анализом керна и геофизическими исследованиями при эксплуатации. Была проведена кислотная обработка и последующие испытания показали серьезное улучшение скина (скин = 15). Дебит вырос до 4400 баррелей/день при давлении на устье в 2060 psig.

Основные результаты приведены на стр. 1 ссылки 1. Процедура проведения испытаний и аналитические графики приведены на стр. 2 – 5. Интерпретация по контрольным моделям, стр. 3 (Model Verified Interpretation), показала однородный высокопроницаемый пласт с режимом накопления скважины и большим скин-эффектом. Узловой анализ (NODAL Analysis), стр. 4, показывает, что дебит в значительной мере ограничен скином, и предсказывает увеличение дебита до 5650 баррелей/день при устранении повреждений пласта. Наконец, из анализа возможности применения различной плотности перфорации (стр. 5) можно выбрать подходящий вариант и оценить возможное повреждение пласта. Графики интерпретации и расчеты приведены ниже.

### Результаты геофизических исследований

Эксплуатационная геофизика показывает, что приток происходит по всем 40 футам перфорации, за исключением последних 5–6 футов. Так как неоднородность проницаемости в интервале перфорации минимальна, а профиль притока неоднороден, предполагается, что повреждение пласта сказалось на продуктивной зоне неровно.

### Результаты испытаний после кислотной обработки

Заметно серьезное улучшение условий работы скважины. Результатирующий прирост дебита совпадает с расчетным по технологии узлового анализа. Графики и расчеты представлены ниже.

**Анализ перед кислотной обработкой.**  
Узловой Анализ

Test Identification Идентификация теста		Test String Configuration Конфигурация тестовой подвески
Test Type .....	SPRO	Tubing Vertical Multiphase
Тип теста		Flow ..... Hagedorn-Brown
Test No. ....	1	Tubing Length (ft)/ID (in.) .... 11 830/2,992
Номер теста		Длина НКТ/ВД
Formation.....	E-2 SAND	Packer Depth (ft) ..... 11 826
Пласт		Глубина пакера
Test Interval (ft) .....	11 942 -11 982	Gauge Depth (ft)/Type ..... 11 920/DPTT
Интервал тестирования		Глубина датчика
Completion Configuration Конфигурация заканчивания		Tubing Absolute
Total Depth (MD/TVD) .....	11 920 -10 800	Roughness (ft) ..... 5,0E -05
Глубина		Абс. шероховатость НКТ
Casing/Liner ID (in.) .....	6,094	Rock/Fluid/Wellbore Properties
Обсадная колонна		Свойства породы/флюидов/скважины
Hole Size (in.) .....	8,5	Oil Density (°API) ..... 29,5
Диаметр скважины		Плотность нефти
Perforated Interval (ft) .....	40	Gas Gravity ..... 0,6
Интервал перфорации		Плотность газа
Shot Density (shots/ft) .....	12	GOR (scf/STB) ..... 628
Плотность перфорации		Газовый фактор
Perforation Diameter.....	0,610	Water Cut (%) ..... 0
Диаметр перф. отв.		Обводненность
Net Pay (ft) .....	71	Viscosity (cp) ..... 0,7
Эффективная мощность		Вязкость
Interpretation Results Результаты интерпретации		Total Compressibility (1/psi) ..... 9,00E -06
Model of Behavior .....	Homogeneous	Суммарная сжимаемость
Модель поведения .....	однородная	Porosity (%) ..... 28
Fluid Type used for Analysis .....	Liquid	Пористость
Тип флюида для анализа .....	Жидкость	Reservoir Temperature (°F) ..... 218
Reservoir Pressure (psi) .....	5585	Пластовая температура
Пластовое давление		Form. Vol. Factor (bbl/STB) ..... 1,37
Transmissibility (md-ft/cp) .....	53 390	Объемный фактор
Гидропроводность		Bubble Point Pressure, psi ..... 5120
Effective Permeability (md) .....	526,0	Давление насыщения
Эффективная проницаемость		Wellhead Pressure (psig) ..... 1632
Skin Factor .....	210,0	Давление на устье
Скин-фактор		Wellhead Temp. (°F) ..... 100,0

Максимальный дебит во время проведения испытаний – 1200 баррелей/день.

**Задачи при проведении испытаний**

Целью данных испытаний является оценка эффективности заканчивания и определение потенциала продуктивности скважины.

**Комментарии**

Процедура проведения испытаний и измерений представлена на следующих страницах. Система вела себя как скважина в однородном пласте с режимом накопления и скрином. Параметры скважины и пласта, приведенные выше, показывают высокопроницаемую породу и сильно поврежденную скважину. Устранение закупорки пор призабойной зоны приведет к увеличению дебита до 6850 баррелей/день при том же давлении на устье, равном 1632 psig, и риску повредить целостность гравийного фильтра. График чувствительности системы к плотности перфорации предполагает адекватную плотность и сильное повреждение пласта. Это может быть подтверждено эксплуатационным каротажем и анализом керна. Рекомендована кислотная обработка для устранения закупорки пор призабойной зоны и увеличения дебита. Заметьте, что скрин, вызванный частичным проникновением в пласт, не может быть устранен кислотной обработкой, следовательно, расчетный дебит не может быть достигнут.

**Таблица расчетов испытаний перед кислотной обработкой.**

**1. Анализ в логарифмических координатах.**

**1.1. Параметры соответствия**

Модель: однородная, WBS & S

Соответствие давления

Соответствие времени

**1.2. Расчет параметров пласта**

$$kh = 141,2 Q_o \beta_o \mu_o \left( \frac{P_D}{\Delta P} \right)_{coomb}$$

$$C_D e^{2s} = 1,0 E 185$$

$$P_D / \Delta P = 0,23$$

$$(T_D / C_D) / \Delta t = 1700$$

$$= 37 373,4 \text{ мдарси - футов,}$$

$$C = \left( \frac{kh}{3389 \mu_o} \right) \left[ \frac{\Delta t}{(T_D / C_D)} \right]_{coomb}$$

$$= 0,0093 \text{ баррелей/psi,}$$

$$C_D = \frac{0,8936 C}{\phi C_i h r_w^2}$$

$$= 370,7,$$

$$S = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right)$$

$$= 210.$$

## 2. Обобщенный анализ по Хорнеру.

## 2.1. Параметры прямой линии

Наклон наложения

$m' = 4,1112 \text{ E-}03$

 $P$  (точка пересечения)

$P^* = 5585 \text{ psia}$

Давление через 1 час

$P(1 \text{ час}) = 5575 \text{ psia}$

Давление в момент времени ноль

$P(0) = 4622 \text{ psia}$

## 2.2. Расчет параметров пласта

$kh = \frac{162,6B_o\mu_o}{m'} = 37\,929 \text{ мдарси-футов,}$

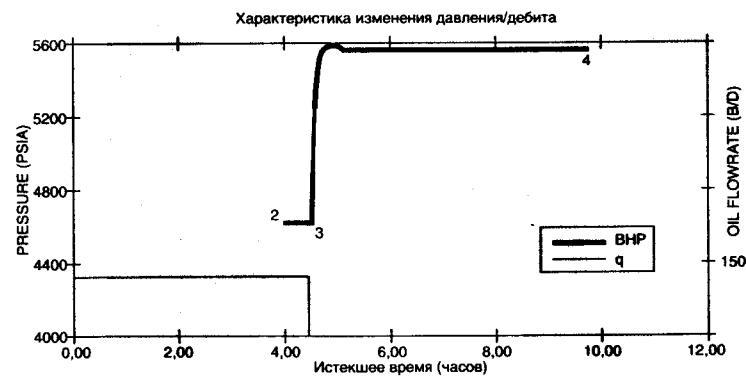
$S = 1,151 \left\{ \left( \frac{P(1 \text{ час}) - P(0)}{m' Q_o} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 210$

## Номенклатура

 $k$  – проницаемость, мдарси; $h$  – мощность пласта, фут; $C$  – константа режима накопления, баррелей/psi; $E$  – экспоненциальное представление чисел; $Q_o$  – дебит нефти, бар./день; $P_D$  – безразмерное давление; $\Delta P$  – изменение давления, psi; $T_D$  – безразмерное время; $C_D$  – безразмерная константа режима накопления; $\Delta t$  – изменение времени, час; $B_o$  – объемный фактор нефти, баррелей/СТБ; $\mu_o$  – вязкость нефти, сантипуз; $\phi$  – пористость породы.

Рис. 5.6.

Характеристика изменения давления / дебита

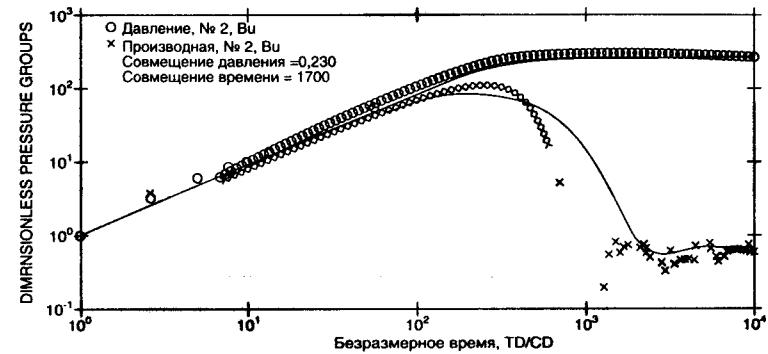
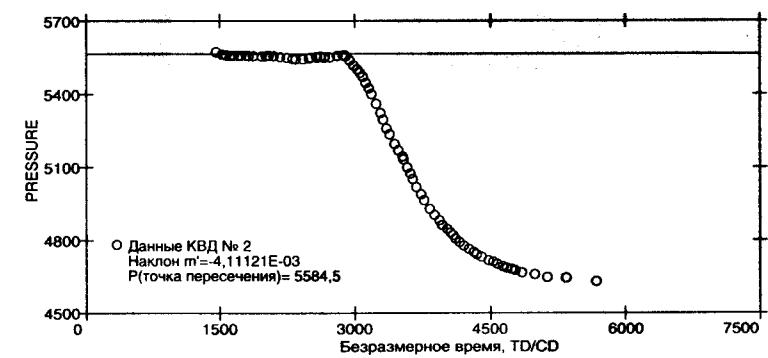


## Последовательность операций

№ Операции	Дата	Время	Описание	Фактическая продолжительность	Забойное давление (psia)	Давление на устье (psia)
1	23 апр.	12:28	Спуск прибора в работающую скважину	0:48	1613,0	1636,0
2	23 апр.	15:40	Начало замера дебита	4:00	4621,0	1649,0
3	23 апр.	16:08	Остановка скважины	4:28	4623,0	1648,0
4	23 апр.	21:25	Подъем инструмента	9:45	5579,0	2434,0

## Итоговая сводка режимов

Цикл	Длительность	Давление (psia)	Дебит	Штуцер
	час, мин.	Начало	Окончание	нефть (бар./день) газ (млн фут <sup>3</sup> /д) (дюймов)
№1,	3:40	1613,0	4623,0	1200,0 0,754 0/64
№2,	5:17	4623,0	5579,0	0 0 -

Рис. 5.7.  
Диагностический графикРис. 5.8.  
Безразмерные наложения

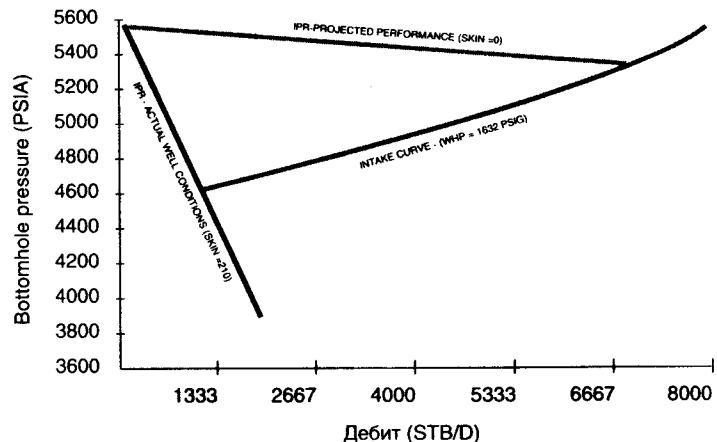
## Испытания перед кислотной обработкой

Данные КВД

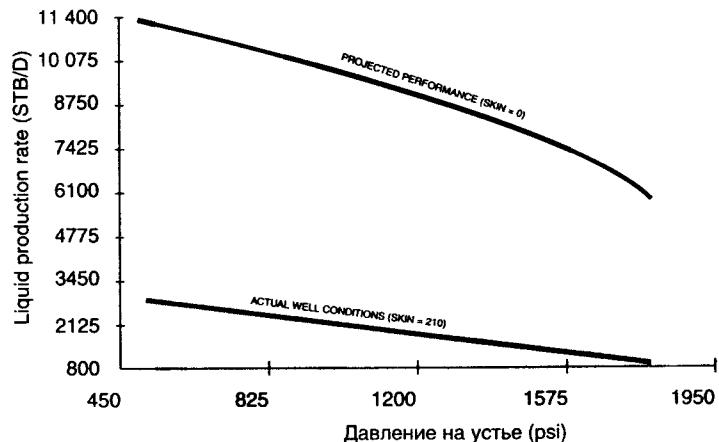
	Дельта времени (час)	Забойное давление (psia)		Дельта времени (час)	Забойное давление (psia)
1	0,00000E+00	4622,6	39	6,11667E-02	4967,3
2	1,50000E-03	4624,3	40	6,66667E-02	4995,6
3	2,83333E-03	4635,5	41	7,23334E-02	5023,2
4	4,16667E-03	4647,4	42	7,78333E-02	5050,2
5	5,66667E-03	4656,5	43	8,33334E-02	5076,6
6	7,00000E-03	4664,6	44	8,90000E-02	5102,4
7	8,33333E-03	4672,7	45	9,45000E-02	5127,6
8	9,83333E-03	4681,0	46	0,10000	5152,0
9	1,11667E-02	4689,4	47	0,10567	5175,7
10	1,25000E-02	4697,6	48	0,11117	5198,6
11	1,40000E-02	4705,9	49	0,11667	5220,8
12	1,53333E-02	4714,0	50	0,12233	5242,4
13	1,66667E-02	4722,1	51	0,13333	5283,0
14	1,81667E-02	4730,3	52	0,15000	5338,3
15	1,95000E-02	4738,4	53	0,16667	5386,6
16	2,08333E-02	4746,4	54	0,18333	5427,9
17	2,23333E-02	4754,5	55	0,20000	5462,8
18	2,36667E-02	4762,6	56	0,21667	5491,8
19	2,50000E-02	4770,6	57	0,23333	5515,2
20	2,65000E-02	4778,7	58	0,25000	5534,0
21	2,78333E-02	4786,6	59	0,26667	5548,4
22	2,91667E-02	4794,4	60	0,28333	5559,5
23	3,06667E-02	4802,4	61	0,30000	5567,5
24	3,20000E-02	4810,1	62	0,31667	5573,1
25	3,33333E-02	4817,9	63	0,32783	5576,0
26	3,48333E-02	4925,7	64	0,37783	5581,7
27	3,61667E-02	4833,4	65	0,42783	5582,3
28	3,75000E-02	4841,2	66	0,47783	5580,8
29	3,90000E-02	4848,9	67	0,52783	5578,2
30	4,03333E-02	4856,5	68	0,57783	5576,1
31	4,16667E-02	4864,1	69	0,62783	5574,0
32	4,31667E-02	4871,6	70	0,69450	5573,8
33	4,45000E-02	4879,3	71	0,74450	5574,1
34	4,58333E-02	4886,8	72	0,79450	5574,4
35	4,73333E-02	4894,3	73	0,84450	5574,5
36	4,86667E-02	4901,8	74	0,89450	5574,6
37	5,00000E-02	4909,1	75	0,94450	5574,9
38	5,56667E-02	4938,5	76	0,99450	5574,9

	Дельта времени (час)	Забойное давление (psia)		Дельта времени (час)	Забойное давление (psia)	
77		1,0445	5575,1	105	3,1778	5577,7
78		1,0945	5575,2	106	3,3445	5577,8
79		1,1445	5575,3	107	3,4278	5577,9
80		1,1945	5575,5	108	3,8612	5577,9
81		1,2445	5575,5	109	3,8945	5578,0
82		1,2945	5575,7	110	3,9278	5578,2
83		1,3445	5575,7	111	4,0945	5578,3
84		1,3945	5575,9	112	4,2612	5578,5
85		1,4445	5575,9	113	4,4278	5578,5
86		1,4945	5576,0	114	4,5945	5578,6
87		1,5445	5576,1	115	4,7612	5578,7
88		1,5945	5576,1	116	4,9278	5578,7
89		1,6445	5576,2	117	5,0945	5578,9
90		1,6945	5576,2	118	5,1333	5578,9
91		1,7445	5576,2	119	5,1362	5578,9
92		1,7945	5576,4	120	5,1390	5579,0
93		1,8445	5576,4	121	5,1417	5579,0
94		1,8945	5576,5	122	5,1473	5578,9
95		1,9445	5574,4	123	5,1500	5579,0
96		1,9945	5576,5	124	5,1528	5579,0
97		2,0445	5576,6	125	5,1557	5579,0
98		2,0945	5576,7	126	5,1583	5579,0
99		2,2612	5576,8	127	5,1612	5579,0
100		2,3445	5576,9	128	5,1945	5578,9
101		2,5112	5577,0	129	5,2278	5578,9
102		2,6778	5577,2	130	5,2612	5579,0
103		2,8445	5577,4	131	5,2778	5579,0
104		3,0112	5577,5			

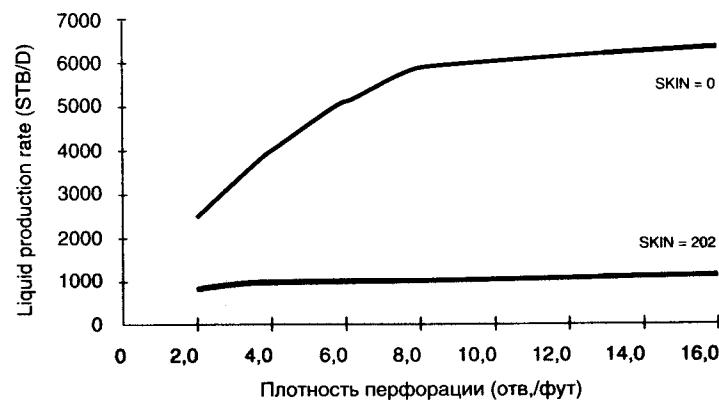
**Рис.5.9.**  
Оценка  
потенциала  
добычи.  
График Нодал  
(NODAL)



**Рис. 5.10.**  
Оценка  
потенциала  
добычи,  
зависимость  
дебита  
от давления  
на устье



**Рис. 5.11.**  
Оценка  
потенциала  
добычи,  
зависимость  
дебита скважины  
от плотности  
перфорации



## Анализ перед кислотной обработкой

### Узловой Анализ

#### Идентификация Теста

Тип теста ..... SPRO  
Номер теста ..... 2  
Пласт ..... E-2 SAND  
Интервал тестирования ..... 11 942-11 982

#### Конфигурация заканчивания

Глубина ..... 11 920/10 800  
Обсадная колонна ..... 6,094  
Диаметр скважины ..... 8,5  
Интервал перфорации ..... 40  
Плотность перфорации ..... 12  
Диаметр перф. отв. ..... 0,610  
Эффективная мощность ..... 71

#### Результаты интерпретации

Модель поведения ..... Однородная  
Тип флюида для анализа ..... Жидкость  
Пластовое давление ..... 5431  
Гидропроводность ..... 53 751  
Эффективная проницаемость ..... 530  
Скин-фактор ..... 15

Конфигурация подвески	
Приток	Hagedorn-Brown
Длина НКТ/ВД	11 830/2,992
Глубина пакера	11 826
Глубина датчика/тип	11 920/DPTT
Скважинный клапан	Нет
Условия испытания	
Давление на устье/НКТ	2060
Давление на сепараторе	150
Температура на устье	100,0
Свойства породы/флюидов/скважины	
Плотность нефти (°API)	29,5
Плотность газа	0,6
Газовый фактор	1013
Обводненность (%)	0
Вязкость (сантипуаз)	0,7
Суммарная сжимаемость	9,00E-06
Пористость (%)	28
Пластовая температура (°F)	218
Объемный фактор	1,37
Длительность добычи (дни)	2,5

Максимальный дебит во время проведения испытаний – 4398 баррелей/день.

#### Задачи при проведении испытаний

Целью данных испытаний являлась оценка эффективности проведения стимуляции кислотной обработкой.

#### Комментарии

Процедура проведения испытаний и измерений представлена на следующих страницах. Эффективность проведения кислотной обработки была достаточно высока. Анализ данных показал значительное улучшение состояния скважины, приведшее к увеличению дебита более чем на 3000 баррелей/день при давлении на устье, увеличившемся на 428 psi.

### Таблица расчетов испытаний после кислотной обработки

#### 1. Анализ в логарифмических координатах:

##### 1.1. Параметры соответствия

Модель: однородная, WBS & S

$$C_D e^{2s} = 1,0E16$$

Соответствие давления

$$P_D / \Delta P = 0,06318$$

Соответствие времени

$$(T_D / C_D) / \Delta t = 1300$$

##### 1.2. Расчет параметров пласта

$$kh = 141,2 Q_o \beta_o \mu_o \left( \frac{P_D}{\Delta P} \right)_{coombe}$$

= 37 626 мдарси-футов,

$$C = \left( \frac{kh}{3389 \mu_o} \right) \left[ \frac{\Delta t}{(T_D / C_D)} \right]_{coombe}$$

= 0,122 баррелей/psi,

$$C_D = \frac{0,8936 C}{\phi C_t h r_w^2}$$

= 486,

$$S = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right)$$

= 15.

#### 2. Обобщенный анализ по Хорнеру:

##### 2.1. Параметры прямой линии

Наклон наложения

$$m' = 4,14328 E-03$$

P (точка пересечения)

$$P^* = 5430 \text{ psia}$$

Давление через 1 час:

$$P(1 \text{ час}) = 5401 \text{ psia}$$

Давление в момент времени ноль:

$$P(0) = 5401 \text{ psia}$$

##### 2.2. Расчет параметров пласта

$$kh = \frac{162,6 B_o \mu_o}{m'} = 37 635 \text{ мдарси - футов},$$

$$S = 1,151 \left\{ \left( \frac{P(1 \text{ час}) - P(0)}{m' Q_o} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3,23 \right\} = 15.$$

Номенклатура:

$k$  – проницаемость, мдарси;

$h$  – мощность пласта, фут;

$C$  – константа режима накопления, баррелей/psi;

$E$  – экспоненциальное представление чисел;

$Q_o$  – дебит нефти, бар./день;

$P_D$  – безразмерное давление;

$\Delta P$  – изменение давления, psi;

$T_D$  – безразмерное время;

$C_D$  – безразмерная константа режима накопления;

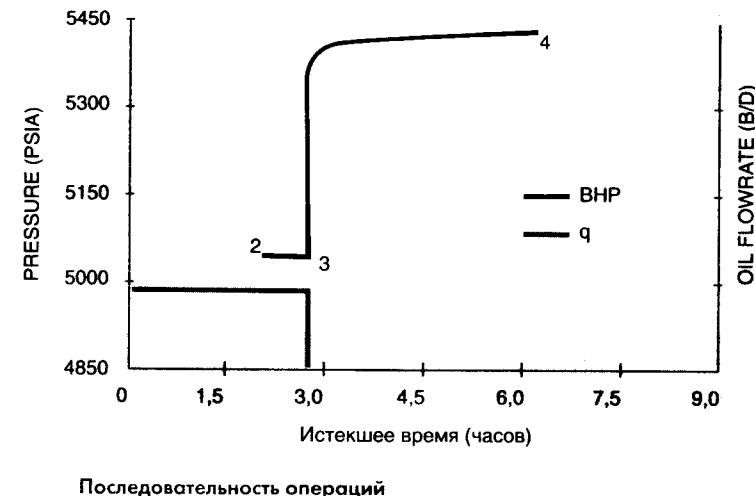
$\Delta t$  – изменение времени, час;

$B_o$  – объемный фактор нефти, баррелей/СТБ;

$\mu_o$  – вязкость нефти, сантипуаз;

$\phi$  – пористость породы.

Рис. 5.12.  
Характеристика  
изменения  
давления/дебита



Последовательность операций

№ Операции	Дата	Время	Описание	Фактическая продолжительность	Забойное давление	Давление на устье
		час, мин			(psia)	(psia)
1	16 июн.	11:05	Запуск скважины	-50:40	Нет	Нет
2	17 июн.	11:05	Замена штуцера	-26:40	Нет	Нет
3	18 июн.	11:05	Замена штуцера	-2:43	Нет	Нет
4	18 июн.	13:45	Спуск прибора в работающую скважину	0:00	2083.0	2082.0
5	18 июн.	15:48	Начало замера дебита	2:03	5040.0	2077.0
6	18 июн.	16:30	Остановка скважины	2:45	5041.0	2075.0
7	18 июн.	19:58	Подъем инструмента	6:13	5411.0	2871.0

#### Итоговая сводка режимов

№ Цикла	Длительность	Давление (psia)	Дебит	Штуцер
	час, мин	Начало	Окончание	
1	24:00	Нет	Нет	3565,0 Нет
2	23:57	Нет	Нет	4006,0 Нет
3	5:28	Нет	5041,0	4398,0 4,45 Нет
4	3:28	5041,0	5411,0	0 0 -

Рис. 5.13.  
Проверка  
достоверности  
испытаний после  
кислотной  
обработки,  
диагностический  
график

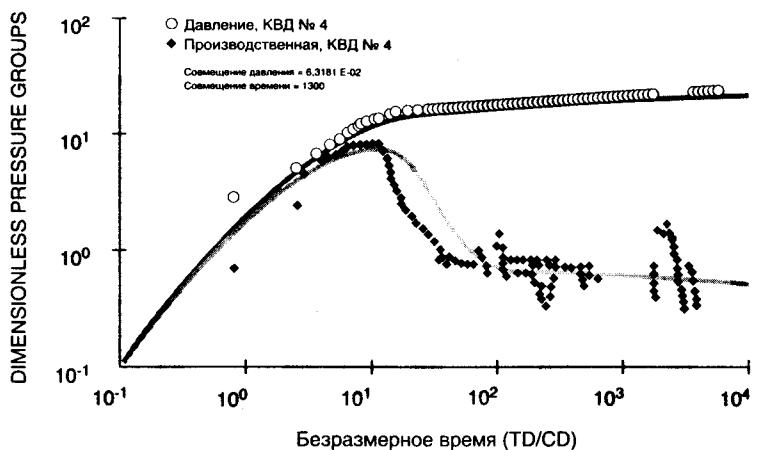


Рис. 5.14.  
Проверка  
достоверности  
испытаний после  
кислотной  
обработки,  
безразмерное  
наложение

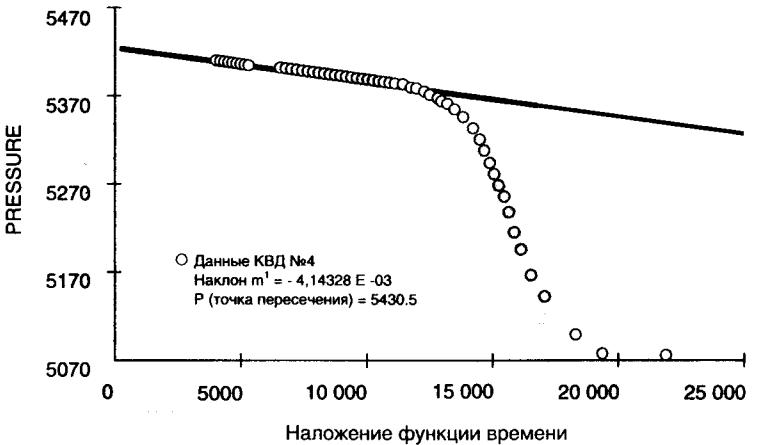
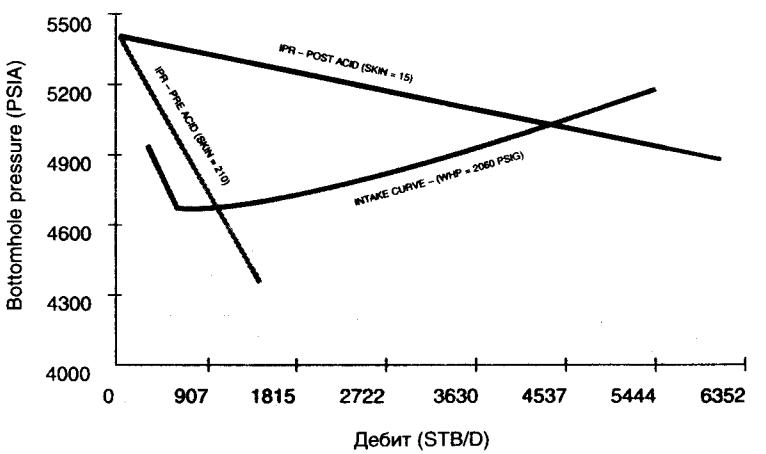


Рис.5.15.  
Оценка  
потенциала  
добычи. График  
Нодал (NODAL)



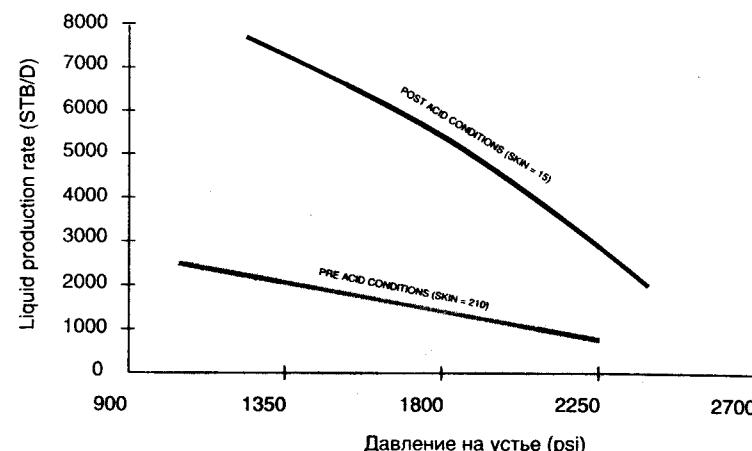
## Испытания после кислотной обработки

### Данные КВД

	Дельта времени (час)	Забойное давление (psia)		Дельта времени (час)	Забойное давление (psia)
1	0,00000E+00	5040,6	39	7,50000E-02	5374,1
2	1,33336E-03	5040,7	40	7,91667E-02	5375,0
3	2,83330E-03	5040,7	41	8,33333E-02	5376,0
4	4,16667E-03	5040,8	42	8,75000E-02	5376,8
5	5,50000E-03	5040,8	43	9,16667E-02	5165,2
6	6,99997E-03	5041,9	44	9,58333E-02	5378,2
7	8,33333E-03	5049,3	45	0,10000	5378,8
8	9,66670E-03	5058,2	46	0,10417	5379,5
9	1,11666E-02	5067,5	47	0,10833	5380,1
10	1,25000E-02	5076,5	48	0,11250	5380,6
11	1,38334E-02	5085,5	49	0,11667	5381,1
12	1,53333E-02	5099,5	50	0,12083	5381,5
13	1,66667E-02	5122,5	51	0,12500	5382,0
14	1,80000E-02	5144,3	52	0,12917	5382,5
15	1,95000E-02	5085,5	53	0,13333	5382,5
16	2,08333E-02	5184,7	54	0,13750	5382,9
17	2,21667E-02	5203,2	55	0,14167	5383,3
18	2,36666E-02	5220,2	56	0,14583	5383,8
19	2,50000E-02	5236,1	57	0,15000	5383,9
20	2,63334E-02	5250,8	58	0,15417	5384,2
21	2,78333E-02	5264,0	59	0,15967	5384,6
22	2,91667E-02	5276,3	60	0,16800	5385,2
23	3,05000E-02	5287,4	61	0,17633	5385,9
24	3,20000E-02	5297,4	62	0,18467	5386,3
25	3,33333E-02	5306,4	63	0,19300	5386,9
26	3,46667E-02	5314,4	64	0,20133	5387,3
27	3,61666E-02	5321,5	65	0,20967	5387,6
28	3,75000E-02	5327,7	66	0,21800	5388,0
29	3,88334E-02	5333,3	67	0,22633	5388,4
30	4,03333E-02	5338,1	68	0,23467	5388,8
31	4,16667E-02	5348,8	69	0,24300	5389,0
32	4,58333E-02	5356,2	70	0,25133	5389,4
33	5,00000E-02	5361,1	71	0,25967	5389,8
34	5,41667E-02	5364,7	72	0,26800	5390,0
35	5,83333E-02	5367,5	73	0,27633	5390,4
36	6,25000E-02	5369,7	74	0,28467	5390,6
37	6,66667E-02	5371,4	75	0,29300	5390,8
38	7,08333E-02	5372,9	76	0,30133	5391,1

	Дельта времени (час)	Забойное давление (psi)		Дельта времени (час)	Забойное давление (psi)
77	0,30967	5391,4	111	1,0597	5401,2
78	0,31800	5391,8	112	1,1097	5401,6
79	0,32633	5392,2	113	1,1597	5402,0
80	0,33467	5392,4	114	2,1638	5406,1
81	0,34300	5392,5	115	2,1763	5406,3
82	0,35133	5392,8	116	2,1888	5406,2
83	0,35967	5392,9	117	2,2013	5406,3
84	0,36800	5393,2	118	2,2138	5406,3
85	0,37633	5393,2	119	2,2263	5406,4
86	0,38467	5393,2	120	2,2388	5406,4
87	0,39300	5393,5	121	2,3430	5406,8
88	0,40133	5393,6	122	2,5055	5409,0
89	0,40967	5393,8	123	2,5097	5409,0
90	0,41800	5393,9	124	2,5138	5409,0
91	0,42633	5394,2	125	2,5638	5409,1
92	0,43467	5394,3	126	2,6138	5409,3
93	0,44300	5394,5	127	2,6638	5409,4
94	0,45133	5394,8	128	2,7138	5409,3
95	0,45967	5494,8	129	2,7638	5409,5
96	0,48467	5394,9	130	2,8138	5409,9
97	0,50967	5395,4	131	2,8638	5409,8
98	0,53467	5395,5	132	2,9138	5409,8
99	0,55967	5395,9	133	2,9638	5410,2
100	0,58467	5396,4	134	3,0138	5410,0
101	0,60967	5396,5	135	3,0638	5410,3
102	0,63467	5397,2	136	3,1138	5410,2
103	0,65967	5397,4	137	3,1638	5410,4
104	0,70967	5398,0	138	3,2138	5410,8
105	0,75967	5398,7	139	3,2638	5410,8
106	0,80967	5399,3	140	3,3138	5410,9
107	0,85967	5399,5	141	3,3638	5410,9
108	0,90967	5400,0	142	3,4138	5411,1
109	0,95667	5400,5	143	3,4638	5411,0
110	1,0097	5401,0			

Рис. 5.16.  
Оценка потенциала добычи, зависимость дебита от давления на устье



### Пример 5.3.

#### Добывающая скважина.

Используя данные НКТ из примера 4.2 и пластовые параметры из примера 2.3(б) ( $s = -5$ ), рассчитать естественную производительность скважины:

$$k = 5 \text{ мдарси} \quad \bar{p}_r = 2500 \text{ psig}$$

$$h = 20 \text{ футов} \quad s = -5$$

$$\mu_o = 1,1 \text{ сантипуаз} \quad B_o = 1,2 \text{ ПБ/СТБ}$$

$$\text{Интервал} = 80 \text{ акров} \quad r_w = 0,365 \text{ футов}$$

#### Решение.

$$r_e = \sqrt{\frac{80 * 43560}{\pi}} = 1053 \text{ футов, радиус контура питания,}$$

$$q = \frac{7,08 * 10^{-3} k h \bar{p}_r}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + s \right]} = \frac{7,08 * 10^{-3} * 5 * 20 * 2500}{1,1 * 1,2 \left[ \ln\left(\frac{1053}{0,365}\right) - 0,75 - 5 \right]} =$$

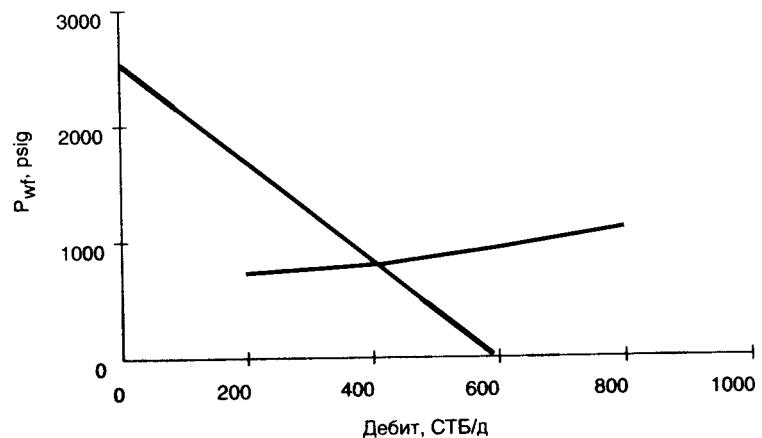
Теоретический дебит (AOFP)

$$= 604 \text{ баррелей / день}$$

Из примера 4.2 берем следующие давления на приеме НКТ для различных дебитов:

q, бар./день	p <sub>wf</sub> , psig
200	730
400	800
600	910
800	1080

Рис. 5.17.  
Пример 5.3.  
Индикаторная  
кривая (IPR)  
и кривая  
давления  
на приеме НКТ



Значения давления на приеме отложены на графике, приведенном выше. Точка пересечения кривой давления на приеме и индикаторной кривой дает уровень естественного дебита в 410 СТБ/день.

**Пример 5.4.** Решить пример 5.3 для различных значений  $r_w$  то есть  $r_w = 100, 200, 400, 800$  футов. Построить график зависимости дебита от радиуса скважины (используйте скрин +2).

**Решение.** Кривая давления на приеме НКТ из примера 5.3 строится по следующим точкам:

$q$ , бар./день	$P_{wf}$ , psig
200	730
400	800
600	910
800	1,080

Используя данные примера 5.4, рассчитываем дебит для различных значений  $r_w$  и строим график:

$r_w = 100$  футов,

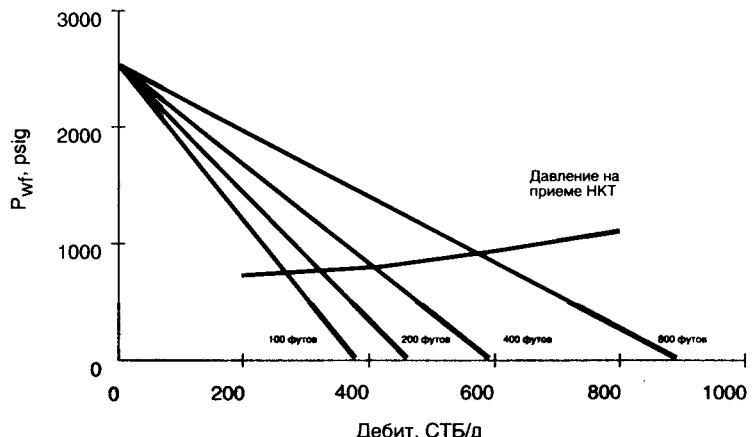
$$q = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k h \bar{P}_r}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 20 \cdot 2500}{1,1 \cdot 1,2 \left[ \ln \left( \frac{1053}{100} \right) - 0,75 + 2 \right]} =$$

= 372 СТБ / день

Аналогично рассчитываем дебит для других значений  $r_w$ :

$r_w$ (фут)	$q$ (СТБ/день)
100	372
200	461
400	605
800	879

Рис. 5.18.  
График  
зависимости  
дебита  
от давления  
на приеме  
для различных  
значений



По графику, приведенному выше, считываем значения дебитов в точках пересечения кривой давления на приеме и индикаторной кривой для различных значений эффективного радиуса скважины. Эти значения даны в таблице и показаны на графике:

$r_w$ (фут)	$q$ (СТБ/день)
100	265
200	320
400	410
800	565

Рис. 5.19.  
График  
зависимости  
дебита  
от эффективного  
радиуса  
скважины



Примечание: ГРП увеличивает эффективный радиус скважины (Прэтс, 1961, Приложение Е).

### Пример 5.5.

Используя данные из примера 5.3 (давление на приеме НКТ и индикаторную кривую) и примера 3.1 (табл. 3.2), провести анализ чувствительности системы к плотности перфорации.

### Решение.

Рассчитайте и постройте детекторную характеристику по рис. 5.17 (пример 5.3) следующим образом:

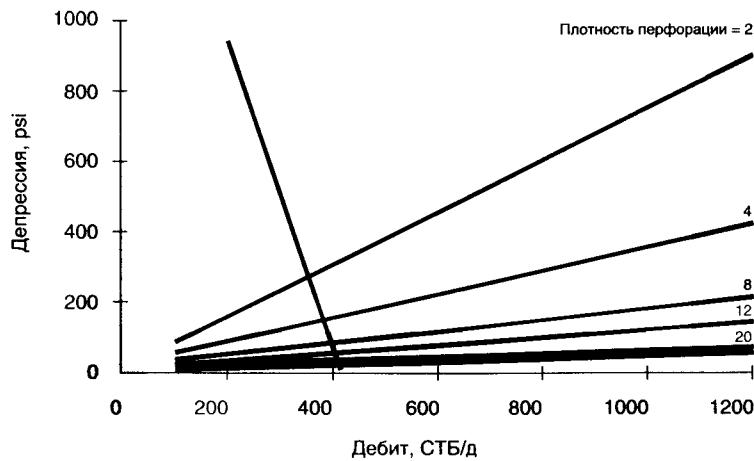
#### Расчет детекторной характеристики

$q$ (СТБ/день)	$\Delta p$
200	938
250	713
300	488
350	244
400	40
410	0

Используя данные из табл. 3.2, построить зависимость дебита от депрессии для различных значений плотности перфорации на графике детекторной характеристики.

Точки пересечения детекторной характеристики с кривыми различных плотностей перфорации дают дебиты для различных значений плотности перфорации.

Рис. 5.20.  
График  
зависимости  
дебита от  
депрессии при  
различных  
значениях  
плотности  
перфорации



Считываем эти значения и заносим в таблицу.

Плотность перфорации (отв./фут)	Дебит (бар./день)
2	350
4	378
8	390
12	400
20	405
24	408

И откладываем их на графике:

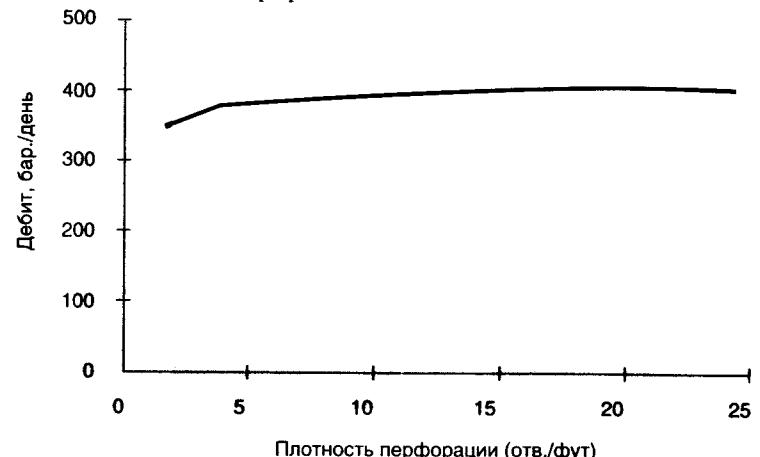


Рис. 5.21.  
График  
зависимости  
дебита  
от плотности  
перфорации

### Пример 5.6.

Используя программу FRAC IPR, построить график падения дебита за один год.

Дано:

$$\begin{aligned} \bar{p}_r &= 1400 \text{ psi} & \gamma_g &= 0,650 \\ k &= 0,10 \text{ мдарси} & C_t &= 0,0014 \text{ psi}^{-1} \\ h &= 50 \text{ футов} & w_f &= 0,004 \text{ фута} \\ k_f &= 30\,000 \text{ мдарси} & \mu &= 0,014 \text{ сантипуаза} \\ T &= 20 \text{ дней} & z &= 0,8 \\ x_f &= 500 \text{ футов} & T_r &= 125,0 \text{ }^{\circ}\text{F} \\ \phi &= 0,12 & R_e &= 1490 \text{ футов} \\ a &= 1,54 & R_w &= 0,34 \text{ фута} \\ b &= 110\,470,00 \end{aligned}$$

Сравнить теоретический дебит (AOFP) для потока, описываемого и не описываемого законом Дарси. Рекомендуйте улучшение предложенного ГРП.

**DOWELL SCHLUMBERGER**  
**FRAC IPR (Газовая скважина)**

№	T	t <sub>D</sub>	F <sub>CD</sub>	P <sub>D</sub>	R <sub>w</sub>	Скин	AOF
1	20	0,0215	2,400	0,6163	380,0188	-7,0	1704
	ПНД*		0,1334	2,1544	81,6248	-5,5	488
2	60	0,0646	2,400	0,8231	309,0294	-6,8	1276
	ПНД		0,1749	2,5331	55,8905	-5,1	415
3	90	0,0969	2,400	0,9183	280,9560	-6,7	1144
	ПНД		0,1935	2,6719	48,6511	-5,0	393
4	150	0,1615	2,400	1,0435	247,8946	-6,6	1007
	ПНД		0,2175	2,8253	41,7317	-4,8	372
5	200	0,2153	2,400	1,1370	255,7721	-6,5	924
	ПНД		0,2350	2,9340	37,4323	-4,7	358
6	250	0,2691	2,400	1,2077	210,3593	-6,4	870
	ПНД		0,2481	3,0062	34,8364	-4,6	349
7	300	0,3229	2,400	1,2716	197,3412	-6,4	826
	ПНД		0,2598	3,0691	32,7006	-4,6	342
8	365	0,3929	2,400	1,3427	183,8023	-6,3	782
	ПНД		0,2727	3,1353	30,6075	-4,5	335

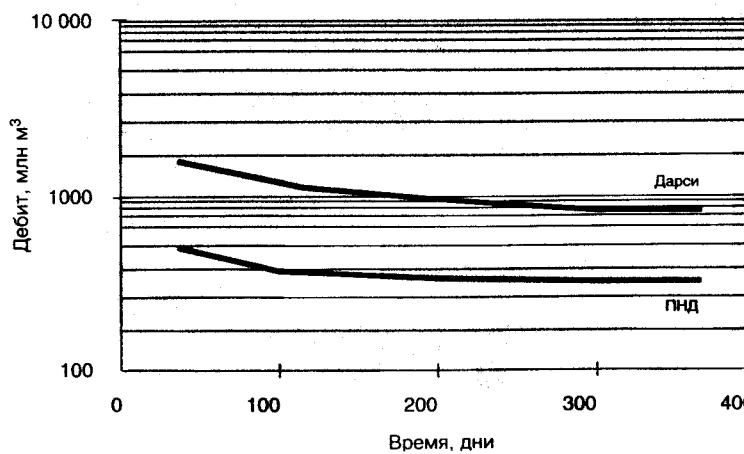
© 1991 Dowell Schlumberger Inc.

\*Приток, не описываемый законом Дарси (ПНД)

Рекомендации:

- Использовать лучший пропант
- Использовать большую концентрацию пропанта
- Попробовать ТКЭ (технология концевого экранирования) tip screen out (TSO).

Рис. 5.2.  
 Кривая падения  
 дебита газовой  
 скважины.  
 Сравнение  
 эффектов  
 закона Дарси  
 и ПНД



Упражнения.

1. Для следующей фонтанирующей скважины рассчитать теоретический дебит:

$$k_o = 30 \text{ мдарси}$$

$$p_r = 3000 \text{ psia}$$

$$h = 40 \text{ футов}$$

$$\Gamma\Phi (\text{GOR}) = 300 \text{ СКФ/СТБ}$$

$$\text{API} = 30$$

$$h_p = 10 \text{ футов}$$

$$T = 200^\circ\text{F}$$

$$\gamma_g = 0,7$$

$$\text{Интервал} = 160 \text{ акров}$$

$$\text{Обводненность} = 0\%$$

$$\text{Диаметр скв.} = 12\frac{1}{4} \text{ дюйма}$$

$$\text{Обс. Колонна} = 7 \text{ дюймов}$$

2. Рассчитать для  $\ln(r_e / r_w) = 7$  дюймов и контура питания, равного 20, 40, 80, 160, 320 акрам.

Совет: создайте таблицу.

Контур питания	r <sub>e</sub>	r <sub>w</sub>	ln(r <sub>e</sub> / r <sub>w</sub> )
20			
40			
80			
160			
320			

3. Построить кривую зависимости дебита от забойного давления (IPR) по следующим данным:

$$k = 50 \text{ мдарси}$$

$$\text{Глубина} = 5000 \text{ футов}$$

$$h = 100 \text{ футов}$$

$$p_r = 2000 \text{ psia}$$

$$\text{Обводненность} = 0\%$$

Для построения графика используйте таблицу.

4. Построить кривую зависимости дебита от забойного давления (IPR) для задачи №1 и разных значений скважин: -5, 0, +5.

5. Используя поправку Вогеля для кривой IPR для следующих данных:

$$A) p_r = p_b = 3000 \text{ psia}$$

$$\text{TDC (AOFP)} = 10000 \text{ бар./день}$$

$$B) p_r = 2500 \text{ psia}, p_b > p_r$$

$$q_0 = 100 \text{ бар./день}$$

$$p_{wf} = 1800 \text{ psia}$$

6. Построить кривую IPR:

$$p_r = 2000 \text{ psia}$$

$$p_b = 1500 \text{ psia}$$

$$PI = 4,7 \text{ б/д/psi.}$$

7. Следующие данные получены при четырехточечном teste:

$$p_r = 2500 \text{ psi}$$

$$p_b = 3000 \text{ psia}$$

№ теста	$q_o$ (б/д)	$p_{wf}$ (psia)
1	880	2000
2	1320	1500
3	1595	1000
4	1752	500

Рассчитать:

а) значение  $C$  и  $n$ ;

б) теоретический дебит (AOFP), где

$$q_o = C(p_r^2 - p_{wf}^2)^n.$$

8. На скважине из примера № 1 проведен ГРП с самым лучшим доступным пропантом. Полудлина трещины составляет 500 футов. Построить кривую IPR после ГРП.

9. Построить кривые IPR для следующей скважины как функцию проницаемости:

$$p_r = 2000 \text{ psi} \quad r_e = 2000 \text{ футов}$$

$$s = 0 \quad r_s = 0,5 \text{ фута}$$

$$h = 50 \text{ футов} \quad B_o = 1,2 \text{ ПБ/СТБ.}$$

$$k = 1, 10, 100, 1000, 5000 \text{ мдарси}$$

10. Для примера 1 предположим  $k = 100$  мдарси и построим кривые IPR для различных значений сквина:

$$s = -5, -1, 0, 1, 5, 10, 50, 70$$

11. Построить зависимость  $q_o$  от  $s$  для примера № 2.

12. Дано:

$$P_{sep} = 200 \text{ psia} \quad \text{ГЖФ} = 800 \text{ СКФ/баррель}$$

$$\text{Длина трубы} = 400 \text{ футов} \quad F_w = 0,5$$

$$\text{Внутр. диам. тр.} = 2,5 \text{ дюйма} \quad \text{НКТ} = 2,5 \text{ дюйма}$$

$$\text{Глубина} = 5000 \text{ футов} \quad \text{Плотность нефти} = 35^\circ \text{API}$$

$$\text{Отн. плотн. воды} = 1,074 \quad \text{Отн. плотн. газа} = 0,65$$

$$\text{Пласт. темп.} = 180^\circ \text{F} \quad \text{Темп. на пов.} = 60^\circ \text{F}$$

Характеристики пласта для построения кривой IPR:

$$p_r = 4000 \text{ psia} \quad q_o = 3000 \text{ бар./день}$$

$$p_b = 3000 \text{ psia} \quad p_{wf} = 2000 \text{ psia}$$

Построить зависимость дебита от забойного давления и кривую давления на приеме НКТ и рассчитать дебит скважины.

13. Просчитайте чувствительность системы к внутреннему диаметру НКТ и порекомендуйте оптимальный размер НК для следующих данных:

$$\text{ГЖФ} = 800 \text{ СКФ/СТБ}$$

$$\text{API} = 350$$

$$\gamma_g = 0,65$$

$$p_{wh} = 200 \text{ psia}$$

$$F_w = 0$$

$$T = 140^\circ \text{F}$$

$$\text{Глубина} = 5000 \text{ футов}$$

$$\text{Диам. НКТ} = 2, 2,5, 3, 4 \text{ дюйма}$$

$$\text{Кривая IPR из примера 1}$$

14. Просчитать чувствительность системы к заканчиванию следующей скважины:

$$p_{wh} = 200 \text{ psia}$$

$$\text{ГЖФ} = 800 \text{ СКФ/СТБ}$$

$$\text{API} = 35^\circ$$

$$F_w = 0 \text{ (100%-ная нефть)}$$

$$\gamma_g = 0,65$$

$$B_o = 1$$

$$r_p = 0,021 \text{ фута}$$

$$r_c = 0,063 \text{ фута}$$

$$l_p = 0,883 \text{ фута}$$

$$k_p = 0,4 \text{ K}$$

$$r_e = 2000 \text{ футов}$$

$$h = 25 \text{ футов}$$

$$p_r = 3000 \text{ psia}$$

$$h_p = 20 \text{ футов}$$

$$r_w = 0,365 \text{ фута}$$

$$k = 20 \text{ мдарси}$$

$$\mu_o = 1,2 \text{ сантипузаза}$$

$$\text{Глубина} = 5000 \text{ футов}$$

Используйте уравнения Мак-Леода.

# Приложение А

## Формулы потерь давления

### Используемые формулы

#### 1. Уравнения IPR для нефти

- a. Закон Дарси
- b. Вогель; Данные испытаний;  $p_r \leq p_b$
- c. Комбинация Вогель – Дарси; Данные испытаний
  - i. При испытании когда  $p_{wf} > p_b$
  - ii. При испытании когда  $p_{wf} < p_b$
- d. Кривая IPR Джонса (Jones IPR)

#### 2. Уравнения IPR для газа

- a. Закон Дарси для газа
- b. Кривая IPR Джонса для газа

#### 3. Уравнение противодавления

#### 4. Уравнения неустановившегося режима

- a. Время до псевдо установленвшегося режима
- b. IPR нефти (неустановившийся режим)
- c. IPR газа (неустановившийся режим)

#### 5. Уравнения падения давления в заканчивании

- a. Скважины с гравийным фильтром
  - i. Нефтяные скважины
  - ii. Газовые скважины
- b. Падение давления в открытой перфорации
  - i. Нефтяные скважины
  - ii. Газовые скважины

### 1. Нефтяные уравнения IPR

#### а. Закон Дарси

$$q_o = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} kh(\bar{p}_r - \bar{p}_{wfs})}{\bar{\mu}_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]},$$

$$AOFP = (PI)^*(\bar{p}_r - 0),$$

$$PI = \frac{q}{\bar{p}_r - \bar{p}_{wfs}} = \frac{q}{\Delta p} = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} kh}{\bar{\mu}_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]},$$

где

$q$  – дебит нефти, баррелей/день,

$AOFP$  – теоретический дебит скважины, баррелей/день,

$k$  – проницаемость, миллидарси,

$h$  – эффективная мощность пласта, футов,

$\bar{p}_r$  – среднее пластовое давление (статическое забойное давление), psi,

$\bar{p}_{wfs}$  – среднее забойное давление на вскрытой поверхности, psi,

$\mu_o$  – средняя вязкость, сантипуз,

$B_o$  – объемный фактор, пластовых баррелей / стандартный баррель,

$r_e$  – радиус контура питания, футов,

$r_w$  – радиус скважины, футов,

$s$  – скрин-фактор, безразмерный,

$PI$  – коэффициент продуктивности, баррелей в день / psi.

б. Вогель, данные испытаний;  $p_r \leq p_b$

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \frac{p_{wfs}}{\bar{p}_r} - 0,8 \left( \frac{p_{wfs}}{\bar{p}_r} \right)^2.$$

с. Комбинация Вогель – Дарси; Данные испытаний

i. При испытании, когда  $p_{wf} > p_b$

$$PI = \frac{q}{\bar{p}_r - p_{wfs}},$$

$$q_b = PI * (\bar{p}_r - p_b),$$

$$q_{o\max} = q_b + \frac{PI * p_b}{1,8}.$$

Точки на кривой IPR:

при  $p_{wf} > p_b$

$$q_o = PI * (\bar{p}_r - p_{wf});$$

при  $p_{wf} < p_b$

$$q_o = q_b + (q_{o\max} - q_b) * \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right].$$

ii. При испытании когда  $p_{wf\ test} < p_b$ ,

$$PI = \frac{q}{(\bar{p}_r - p_b) + \frac{p_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]},$$

$$q_b = PI * (\bar{p}_r - p_b),$$

$$q_{o\max} = q_b + \frac{PI * p_b}{1,8}.$$

Точки на кривой IPR:

при  $p_{wf} > p_b$

$$q_o = PI * (\bar{p}_r - p_{wf});$$

при  $p_{wf} < p_b$

$$q_o = q_b + (q_{o\max} - q_b) * \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right],$$

где

$q_o$  – дебит нефти, баррелей/день,

$q_b$  – дебит при давлении насыщения,

$p_b$  – давление насыщения,

$q_{o\max}$  – максимальный дебит (Вогель или комбинация),

$PI$  – Индекс продуктивности, баррелей в день / psi.

d. Кривая IPR Джонсса (Jones IPR)

$$\bar{p}_r - p_{wfs} = aq^2 + bq,$$

$$\bar{p}_r - p_{wfs} = \left( \frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{h_p^2 r_w} \right) q^2 + \left( \frac{\mu_o B_o \left[ \ln \left\{ 0,472 \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right\} + s \right]}{7,08 * 10^{-3} kh} \right) q,$$

$$AOFP = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 + 4a(\bar{p}_r - 0)}}{2a},$$

где

$$a = \left( \frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{h_p^2 r_w} \right),$$

$$b = \frac{\mu_o B_o \left[ \ln \left\{ 0,472 \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \right\} + s \right]}{7,08 * 10^{-3} kh},$$

$q$  – дебит, баррелей/день,

$\bar{p}_r$  – среднее пластовое давление (статика на забое), psi,

$p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности, psi,

$\beta$  – коэффициент турбулентности, футов<sup>-1</sup>,

$$\beta = \frac{2,33 * 10^{10}}{k^{1,201}} \quad \text{по Кацу (Katz),}$$

$B_o$  – объемный фактор, РБ/СТБ,

$\rho$  – плотность жидкости, фунтов/фут<sup>3</sup>,

$h_p$  – интервал перфорации, футов,

$\mu_o$  – вязкость, сантипуаз,

$r_e$  – радиус дренирования, футов,

$r_w$  – радиус скважины, футов,

$s$  – скрин-фактор, безразмерный,

$k$  – проницаемость, мдарси,

$a$  – слагаемое турбулентности,

$b$  – слагаемое потока Дарси.

## 2. Уравнения IPR для газа

а. Закон Дарси для газа

$$q = \frac{703 * 10^{-6} kh(\bar{p}_r^2 - p_{wfs}^2)}{\mu \bar{T} z \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]},$$

где

$q$  – дебит, баррелей/день,

$k$  – проницаемость, мдарси,

$h$  – эффективная мощность пласта, футов,

$\bar{p}_r$  – среднее пластовое давление (статика на забое), psi,

$p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности, psi,

$\mu$  – вязкость, сантипуз,

$T$  – температура, °R ( $^{\circ}\text{F} + 460$ ),

$z$  – сверхсжимаемость, безразмерный,

$r_e$  – радиус дренирования, футов,

$r_w$  – радиус скважины, футов,

$s$  – скрин фактор, безразмерный.

б. Кривая IPR Джонса для газа

$$\bar{p}_r^2 - \bar{p}_{wfs}^2 = aq^2 + bq,$$

$$\bar{p}_r^2 - \bar{p}_{wfs}^2 = \frac{3,16 * 10^{-12} \beta \gamma_g T z}{h_p^2 r_w} q^2 + \frac{1,424 * 10^3 \mu T z \left[ \ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]}{kh} q,$$

$$AOFP = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 + 4a(\bar{p}_r^2)}}{2a},$$

где

$$a = \frac{3,16 * 10^{-12} \beta \gamma_g T z}{h_p^2 r_w},$$

$$b = \frac{1,424 * 10^3 \mu T z \left[ \ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]}{kh},$$

$q$  – дебит, баррелей/день,

$a$  – слагаемое турбулентности,

$b$  – слагаемое потока Дарси.

$\bar{p}_r$  – среднее пластовое давление (статика на забое), psi,

$p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности, psi,

$\beta$  – коэффициент турбулентности, футов<sup>-1</sup>,

$$\beta = \frac{2,33 * 10^{10}}{k^{1,201}} \text{ по Кацу (Katz)},$$

$\gamma_g$  – относительная плотность газа, безразмерный,

$T$  – температура, °R ( $^{\circ}\text{F} + 460$ ),

$z$  – сверхсжимаемость, безразмерный,

$h_p$  – интервал перфорации, футов,

$r_e$  – радиус дренирования, футов,

$r_w$  – радиус скважины, футов.

## 3. Уравнение противодавления

$$q_g = c(\bar{p}_r^2 - \bar{p}_{wfs}^2)^n,$$

где

$$c = \frac{703 * 10^{-6} kh}{\mu T z \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]},$$

$n = 0,5 < n < 1,0$ ,

$q_g$  – дебит газа, млн футов<sup>3</sup>/день,

$k$  – проницаемость, миллидарси,

$h$  – эффективная мощность пласта, футов,

$\bar{p}_r$  – среднее пластовое давление (статика на забое), psi,

$p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности, psi,

$\mu$  – вязкость, сантипуз,

$T$  – температура, °R ( $^{\circ}\text{F} + 460$ ),

$z$  – сверхсжимаемость, безразмерный,

$r_e$  – радиус дренирования, футов,

$r_w$  – радиус скважины, футов,

$s$  – скрин-фактор, безразмерный.

## 4. Уравнения неуставновившегося режима

а. Время до псевдоуставновившегося режима

$$t_{stab} = 948 \left( \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{k} \right),$$

где

$\phi$  – пористость, дробь,

$\mu$  – вязкость, сантипуз,

$c_t$  – суммарная сжимаемость,  $\text{psi}^{-1}$ ,  
 $r_e$  – радиус дренирования, футов,  
 $k$  – проницаемость, миллидарси,  
 $t_{stab}$  – время достижения переменным давлением границы  $r_e$ , час.

б. IPR нефти (неустановившийся режим)

$$q_o = \frac{kh(\bar{p}_r - p_{wfs})}{162,6\mu_o B_o \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s \right]},$$

где

$k$  – проницаемость, миллидарси,  
 $h$  – эффективная мощность пласта, футов,  
 $\mu$  – вязкость, сантипуз,  
 $B_o$  – объемный фактор, РБ/СТБ,  
 $t$  – интересующее нас время;  $t < t_{stab}$ , час,  
 $\phi$  – пористость, дробь,  
 $c_t$  – суммарная сжимаемость,  $\text{psi}^{-1}$ ,  
 $r_w$  – радиус скважины, футов,  
 $s$  – скрин-фактор, безразмерный,

с. IPR газа (неустановившийся режим)

$$q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wfs}^2)}{1638\mu T z \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0,87s \right]},$$

где

$q_g$  – дебит газа, млн футов<sup>3</sup>/день,  
 $k$  – проницаемость, миллидарси,  
 $\bar{p}_r$  – среднее пластовое давление (статика на забое),  $\text{psi}$ ,  
 $p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности,  $\text{psi}$ ,  
 $\mu$  – вязкость, сантипуз,  
 $T$  – температура,  $^{\circ}\text{R}$  ( $^{\circ}\text{F} + 460$ ),  
 $z$  – сверхсжимаемость, безразмерный,  
 $t$  – интересующее нас время;  $t < t_{stab}$ , час,  
 $\phi$  – пористость, дробь,  
 $c_t$  – суммарная сжимаемость,  $\text{psi}^{-1}$ ,  
 $r_w$  – радиус скважины, футов,  
 $s$  – скрин-фактор, безразмерный.

5. Уравнения падения давления в заканчивании

а. Скважины с гравийным фильтром

1. Нефтяные скважины (общая форма)

$$p_{wfs} - p_{wf} = \Delta p = aq^2 + bq,$$

$$\Delta p = \frac{9,08 * 10^{-13} \beta B_o^2 \rho L}{A^2} q^2 + \frac{\mu B_o L}{1,127 * 10^{-3} k_g A} q,$$

где

$$a = \frac{9,08 * 10^{-13} \beta B_o^2 \rho L}{A^2},$$

$$b = \frac{\mu B_o L}{1,127 * 10^{-3} k_g A},$$

$q$  – дебит, баррелей/день,

$p_{wf}$  – забойное давление (в скважине),  $\text{psi}$ ,

$p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности,  $\text{psi}$ ,

$\beta$  – коэффициент турбулентности, футов<sup>-1</sup>,

$$\beta = \frac{1,47 * 10^7}{k_g^{0,55}},$$

$B_o$  – объемный фактор, пластовых баррелей / стандартный баррель,

$\rho$  – плотность жидкости, фунтов/фут<sup>3</sup>,

$L$  – длина линейного участка тока, футов,

$A$  – суммарная площадь, открытая у притока, футов<sup>2</sup>

( $A$  – площадь перфорационного канала \* плотность \* интервал перфорации),

$k_g$  – проницаемость гравийного фильтра, мдарси.

2. Газовые скважины (общая форма)

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = aq^2 + bq,$$

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = \frac{1,247 * 10^{-10} \gamma_g T z L}{A^2} q^2 + \frac{8,93 * 10^3 \mu T z L}{k_g A} q,$$

где

$$a = \frac{1,247 * 10^{-10} \beta \gamma_g T z L}{A^2},$$

$$b = \frac{8,93 * 10^3 \mu T z L}{k_g A},$$

$q$  – дебит, млн. куб.футов/день,

$p_{wf}$  – забойное давление (в скважине), psi,

$p_{wfs}$  – забойное давление на вскрытой поверхности, psi,

$\beta$  – коэффициент турбулентности, футов<sup>-1</sup>,

$$\beta = \frac{1,47 * 10^7}{k_g^{0,55}},$$

$\gamma_g$  – относительная плотность газа, безразмерная,

$T$  – температура, °R ( $^{\circ}\text{F}+460$ ),

$z$  – сверхсжимаемость, безразмерная,

$L$  – длина линейного участка тока, футов,

$A$  – суммарная площадь открытая у притока, футов<sup>2</sup>

( $A$  – площадь перфорационного канала \* плотность \* интервал перфорации),

$\mu$  – вязкость, сантипуз.

b. Падение давления на открытой перфорации

1. Нефтяные скважины (общая форма)

$$p_{wfs} - p_{wf} = aq^2 + bq = \Delta p,$$

$$\Delta p = \frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2} q^2 + \frac{\mu B_o \ln \frac{r_c}{r_p}}{7,08 * 10^{-3} L_p k_p} q,$$

где

$$a = \frac{2,30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2},$$

$$b = \frac{\mu B_o \ln \frac{r_c}{r_p}}{7,08 * 10^{-3} L_p k_p},$$

$q_o$  – дебит/перфорационный канал, баррелей/день,

$\beta$  – коэффициент турбулентности, футов<sup>-1</sup>,

$$\beta = \frac{2,33 * 10^{10}}{k_p^{1,201}},$$

$B_o$  – объемный фактор, пластовых баррелей / стандартный баррель,

$\rho$  – плотность жидкости, фунтов/фут<sup>3</sup>,

$L_p$  – длина перфорационного канала, футов,

$\mu$  – вязкость, сантипуз.

$k_p$  – проницаемость уплотненной зоны, мдарси,

$k_p$  – 0,1  $k$  пласта при сверх сбалансированной перфорации,

$k_p$  – 0,1  $k$  пласта при недо сбалансированной перфорации,

$r_p$  – радиус перфорационного канала, футов,

$r_c$  – радиус уплотненной зоны, футов,

$$r_c = r_p + 0,5 \text{ дюйма.}$$

2. Газовые скважины (Общая форма)

$$p_{wfs}^2 - p_{wf}^2 = aq^2 + bq =$$

$$= \left[ \frac{3,16 * 10^{-12} \beta \gamma_g T z \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2} \right] q^2 + \left[ \frac{1,424 * 10^3 \mu T z \ln \frac{r_c}{r_p}}{k_p L_p} \right] q,$$

где

$$a = \frac{3,16 * 10^{-12} \beta \gamma_g T z \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2},$$

$$b = \frac{1,424 * 10^3 \mu T z \ln \frac{r_c}{r_p}}{L_p k_p},$$

$q_o$  – дебит/перфорационный канал, баррелей/день,

$\beta$  – коэффициент турбулентности, футов<sup>-1</sup>,

$$\beta = \frac{2,33 * 10^{10}}{k_p^{1,201}}$$

$\gamma_g$  – относительная плотность газа, безразмерная,

$T$  – температура, °R ( $^{\circ}\text{F}+460$ ),

$z$  – сверхсжимаемость, безразмерная,

$r_c$  – радиус уплотненной зоны, футов,

$$r_c = r_p + 0,5 \text{ дюйма}$$

$r_p$  – радиус перфорационного канала, футов,

$L_p$  – длина перфорационного канала, футов,

$\mu$  – вязкость, сантипуз,

$k_p$  – проницаемость уплотненной зоны, мдарси,

$k_p$  = 0,1  $k$  пласта при сверхсбалансированной перфорации,

$k_p$  = 0,1  $k$  пласта при недо сбалансированной перфорации.

## Приложение Б

# Корреляции физических свойств жидкостей

## Свойства нефти

Нефть в отсутствие растворенного в ней газа называется мертвой нефтью. Физические свойства мертвой нефти являются функцией плотности API нефти, давления и температуры. Плотность API нефти определяется следующим образом:

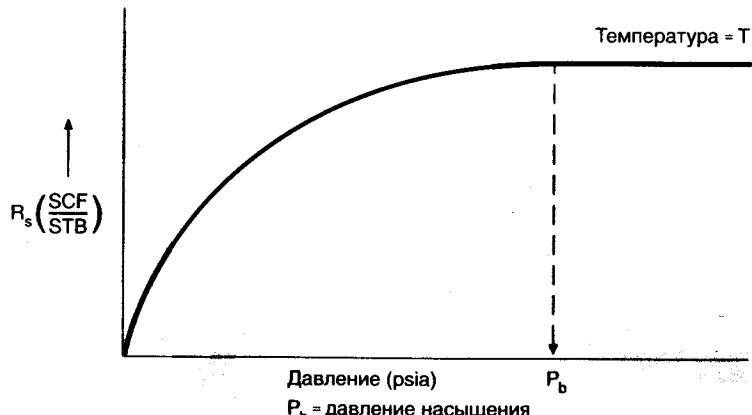
$$\text{Плотность API} = \frac{141,5}{\text{Отн. плотн. при } 60^{\circ}\text{F}} - 131,5,$$

Плотность API воды составляет 10. При присутствии газа в растворе свойства нефти также зависят от растворимости газа в дополнение к давлению, температуре и плотности API нефти. Растворимость газа обычно представляется символом  $R_s$ .

### Растворимость газа ( $R_s$ ).

Растворимость газа определяется как объем газа, растворенного в одном стандартном барреле нефти при фиксированном давлении и температуре. Растворимость газа возрастает с увеличением давления вплоть до давления насыщения нефти. Выше давления насыщения растворимость газа остается постоянной (рис. Б-1).

Рис. Б-1.  
Изменение растворимости газа в зависимости от давления и температуры



Существует большое количество корреляций для расчета растворимости газа, такие, как корреляция Стэндинга, корреляция Лассатэра и т.д. Корреляция Стэндинга:

$$R_s \left( \frac{\text{СКФ}}{\text{СТБ}} \right) = \gamma_g \left[ \frac{p}{18} * \frac{10^{0,0125(\text{API})}}{10^{0,0009(T)}} \right]^{1,2},$$

где

$\gamma_g$  – относительная плотность газа (воздух = 1,0),

$p$  – давление нефти, psia,

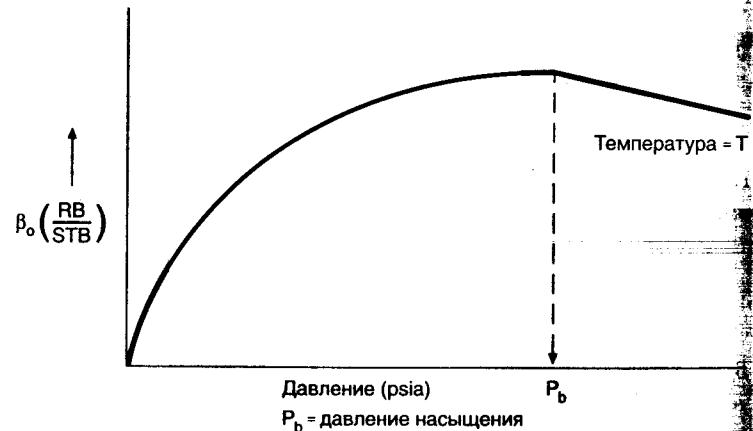
$T$  – температура нефти,  $^{\circ}$ F,

API – плотность API нефти,  $^{\circ}$ API.

### Коэффициент пластового объема ( $B_o$ ) нефти

Объем в баррелях, занимаемый одним стандартным баррелем нефти вместе с растворенным газом при значениях давления и температуры выше стандартных, называется коэффициентом пластового объема нефти. Единицы измерения  $B_o$  – пластовый баррель на стандартный баррель, т.е. безразмерный. Он измеряет объемное сжатие нефти при переходе от пластовых к поверхностным условиям. Коэффициент пластового объема возрастает экспоненциально в зависимости от давления вплоть до давления насыщения (рис. Б-2). Так как газ прекращает растворяться в нефти после давления насыщения, коэффициент пластового объема начинает уменьшаться в связи с сжимаемостью жидкости.

Рис. Б-2.  
Зависимость объемного фактора нефти от давления и температуры



Существуют различные корреляции для расчета объемного фактора. Эти корреляции эмпирические и основаны на данных из различных нефтяных провинций США. Корреляция Стэндинга, выведенная для Калифорнийской нефти, – одна из старейших и наиболее часто используемых:

$B_o = 0,972 + 0,000147 \cdot F^{1,175}$ ,  
где

$$F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1,25(T),$$

$R_s$  – растворимость газа (СКФ/СТБ),  
T – температура нефти, °F.

Стэндинг также представил графическую форму этой корреляции (рис. Б-3). При невозможности использования компьютера этот график очень удобен.

Для расчета растворимости газа  $R_s$  и объемного фактора  $B_o$  необходимо знание давления насыщения  $p_b$ . Стэндинг разработал номограмму (рис. Б-4) для определения давления насыщения. Растворимость газа, рассчитанная при давлении насыщения остается константой выше давления. Тем не менее для расчетов выше давления насыщения может использоваться любая корреляция, включая и корреляцию Стэндинга. Для расчета объемного фактора выше давления используется следующая формула:

$$B_o = B_{ob} \exp(-C_o(p - p_b)),$$

где  $B_{ob}$  – объемный фактор при давлении насыщения  $p_b$ .  $B_{ob}$  может быть рассчитан по корреляции Стэндинга (рис. Б-3), используя  $R_s = R_p$ , где  $R_p$  – накопленный газонефтяной фактор. Давление насыщения  $p_b$  считается при помощи эмпирической формулы, описывающей график рис. Б-4 :

$$p_b = 18,2 \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} * 10^{(T/1100 - API/80.0)} - 1,4 \right].$$

Параметр  $C_o$  не является константой и может быть рассчитан с использованием уравнения, представленного Трубэ (Trube):

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17,2T - 1180\gamma_g + 12,61API}{p * 10^5}.$$

$B_o$  используется для приведения объемного дебита нефти, измеренного в поверхностных условиях, к объемному дебиту в любых других температурных условиях и условиях давления, как, например, в пластовых условиях.

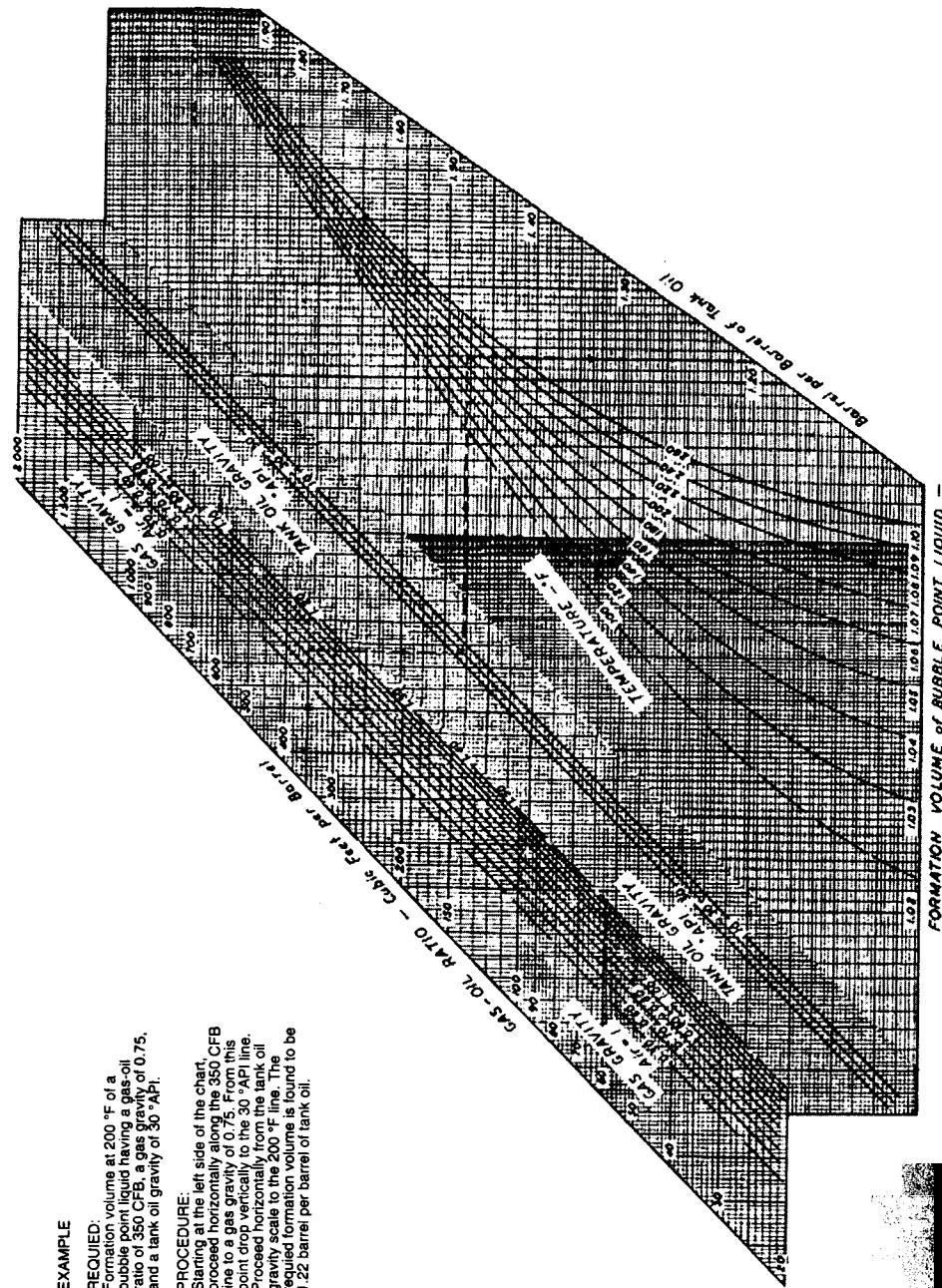


Рис. Б-3.

Свойства естественных смесей углеводородных газов и жидкостей, объемный фактор газа и жидкой фазы. По Стэндингу

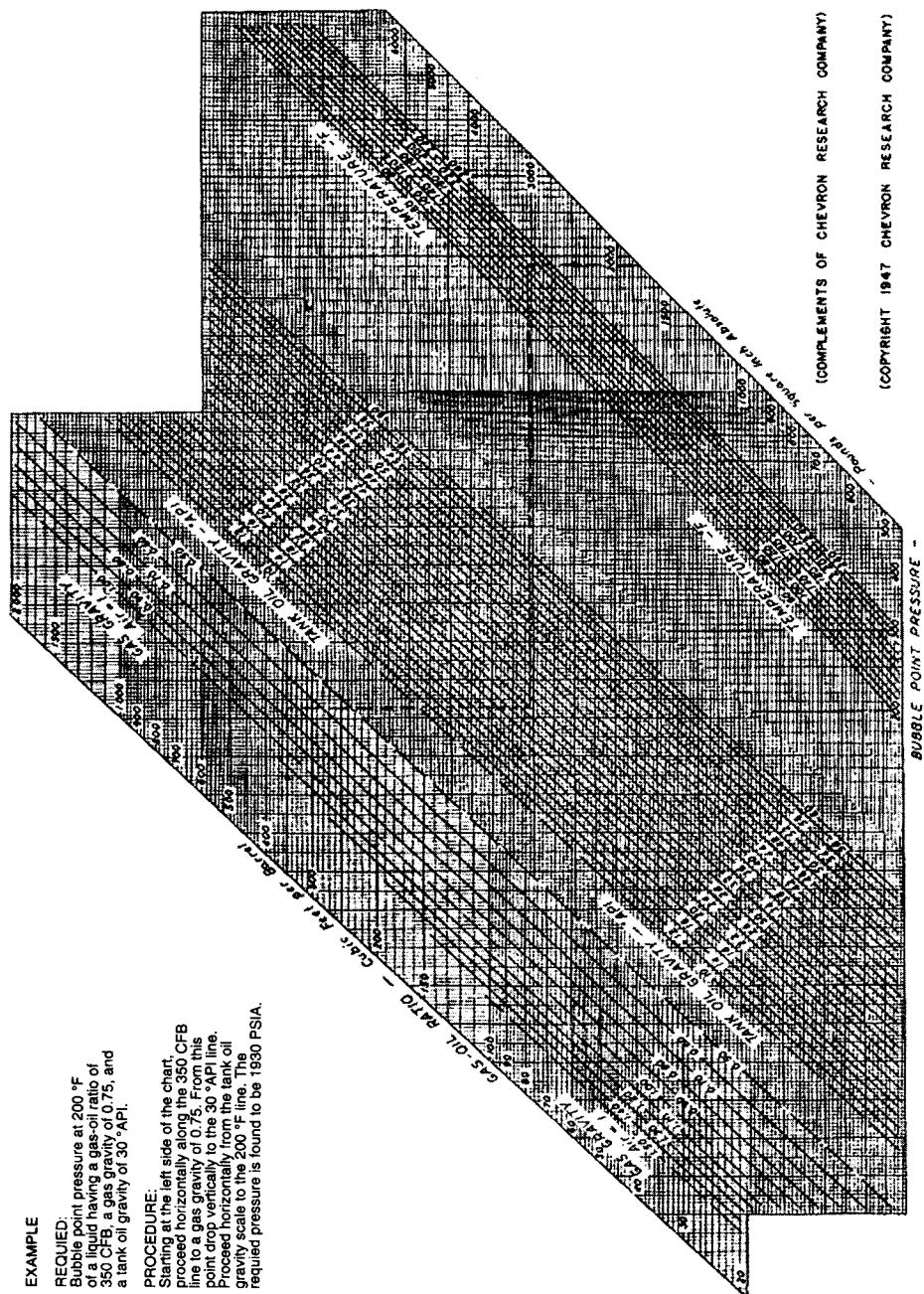


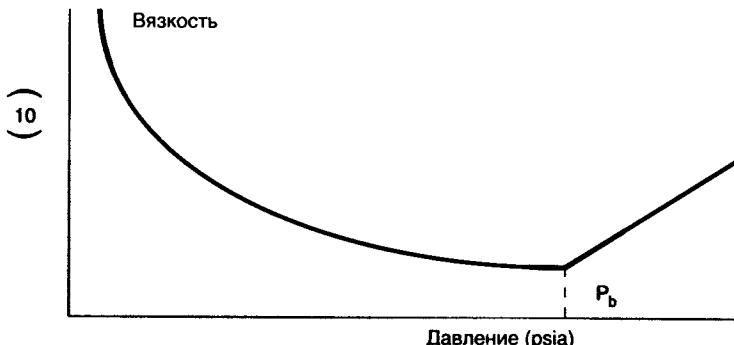
Рис. Б-4.

Свойства естественных смесей углеводородных газов и жидкостей, давление насыщения. По Стэндингу

## Вязкость нефти

Вязкость пластовой нефти, содержащей растворенный газ, уменьшается при увеличении давления вплоть до давления насыщения. Выше давления насыщения вязкость увеличивается (рис. Б-5). При отсутствии данных лабораторных исследований вязкости и при известных давлении и температуре используется корреляция Била (Beal). Бил нашел корреляцию абсолютной вязкости полностью разгазированной нефти с API плотностью нефти в поверхностных условиях для различных температур (рис. Б-6). Корреляция для газонасыщенной нефти была представлена Чу и Конали (Chew, Connally) в зависимости от вязкости разгазированной нефти и растворимости газа (рис. Б-7). Бил также представил корреляцию для оценки увеличения вязкости выше давления насыщения (сантипуаз/1000 psi) для расчета вязкости нефти выше давления насыщения, если известна вязкость при давлении насыщения (рис. Б-8).

Рис. Б-5.  
Зависимость  
вязкости нефти  
от давления.



Для расчетов рекомендуется использовать лабораторные значения  $B_o$ ,  $R_s$ ,  $\mu_o$  при их наличии.

## Физические свойства газа

Относительная плотность газа является очень важным параметром при оценке свойств газа. Обычно это значение очень легко определить в лаборатории. При отсутствии лабораторных данных относительная плотность газа может быть рассчитана исходя из следующего соотношения и известного молекулярного веса ( $M$ ) газа:

$$\gamma_g \approx \frac{M}{29},$$

где молекулярный вес воздуха равен 29. Таким образом, относительная плотность воздуха равна единице.

Плотность газа может быть определена из закона реального газа:

$$\rho_g = 0,0433 \gamma_g \frac{P}{zT},$$

где

$\rho_g$  – плотность газа, гр/см<sup>3</sup>,  
 $\gamma_g$  – относительная плотность газа (воздух = 1),  
 $p$  – давление газа, psia,  
 $T$  – абсолютная температура газа, °R (460 + температура, °F),  
 $z$  – коэффициент отклонения.

Рис. Б-6.  
 Вязкость  
 дегазированной  
 нефти  
 при пластовой  
 температуре  
 и атмосферном  
 давлении.  
 По Билу

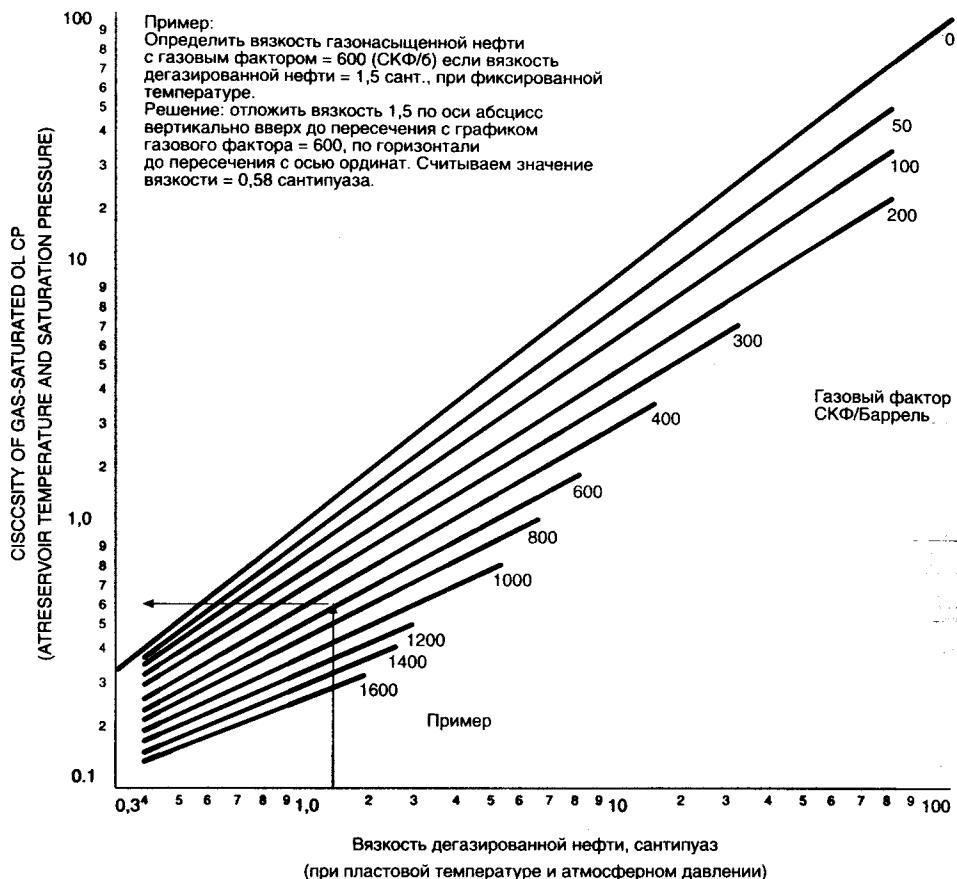
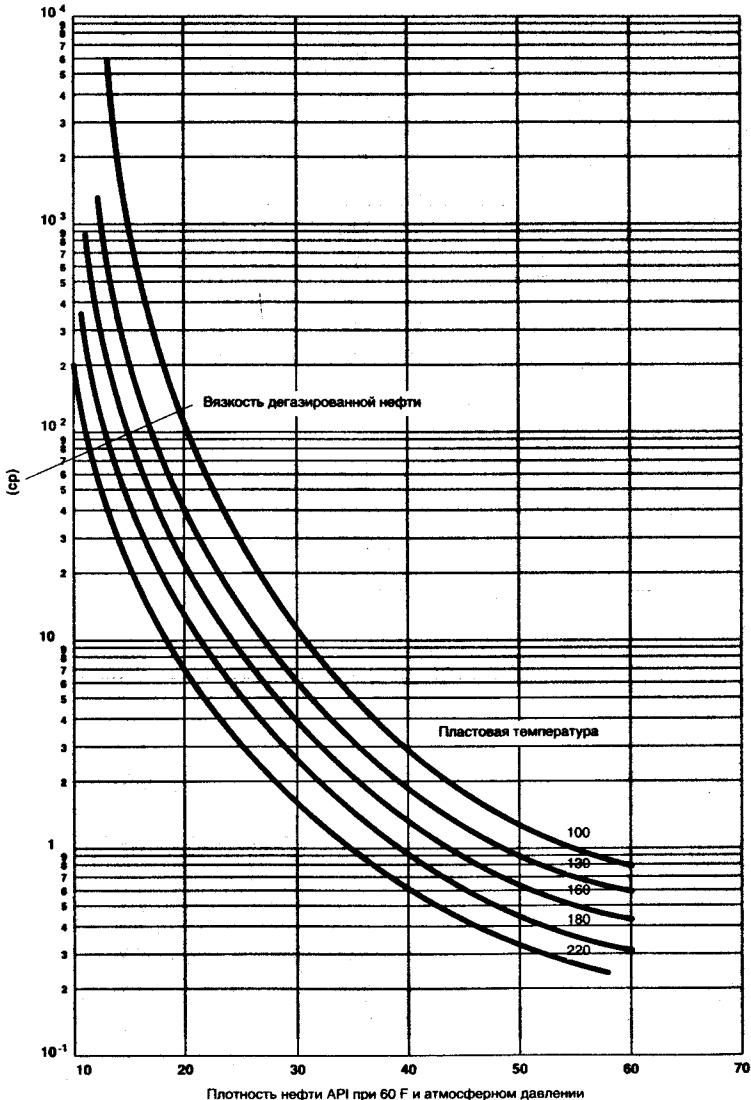


Рис. Б-7. Вязкость газонасыщенной нефти в пластовых условиях. Вязкость дегазированной нефти берется по лабораторным данным или по рис. Б-6. По Чу и Кэннелли

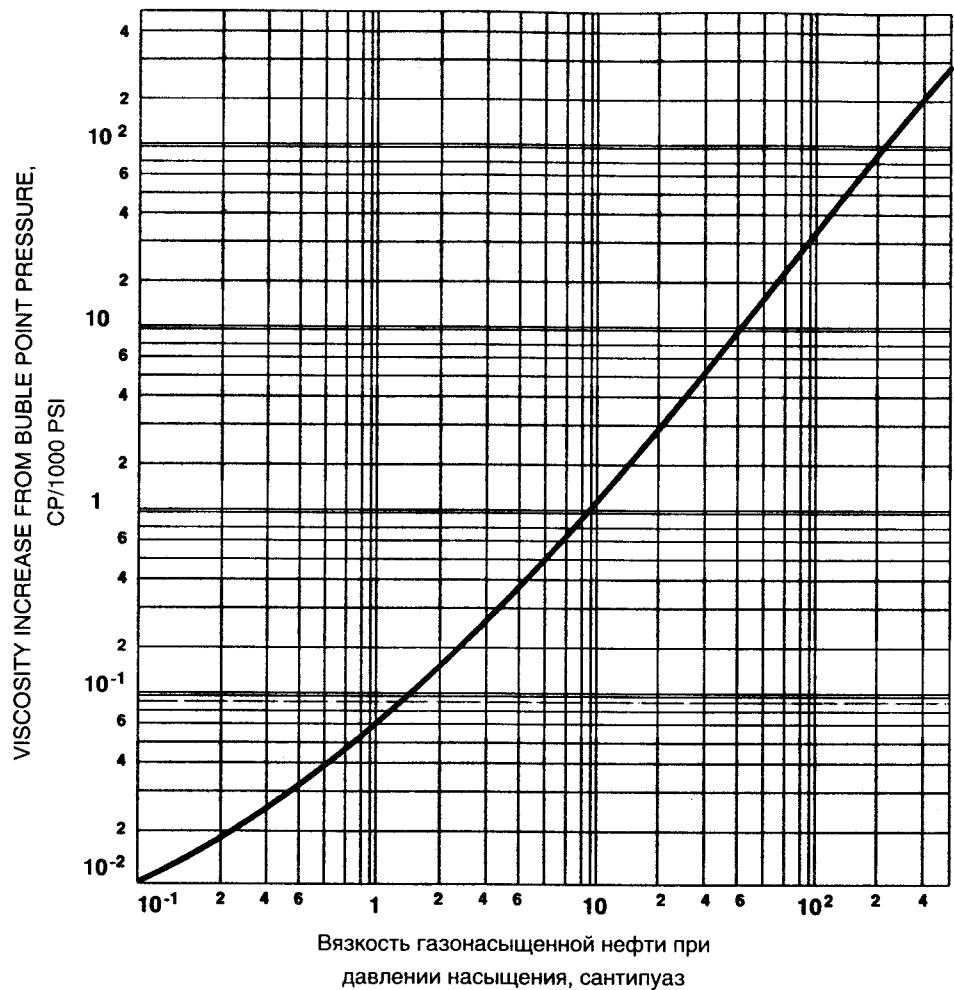


Рис. Б-8.

Увеличение вязкости нефти выше давления насыщения. По Билю.

**Коэффициент отклонения газа (КОГ) от идеального**

КОГ является очень важной переменной при расчете плотности и объемного фактора газа. Для определения КОГ Стэндинг использовал закон соответствующих состояний. Этот закон утверждает, что при одних и тех же приведенных давлении и температуре все гидрокарбонатные газы имеют одинаковый КОГ. Приведенные давление и температура определяются следующим образом:

$$P_{pr} = \text{приведенное давление} = \frac{p}{P_{pc}},$$

$$T_{pr} = \text{приведенная температура} = \frac{T}{T_{pc}},$$

где  $p$  и  $T$  – абсолютные значения давления и температуры газа,

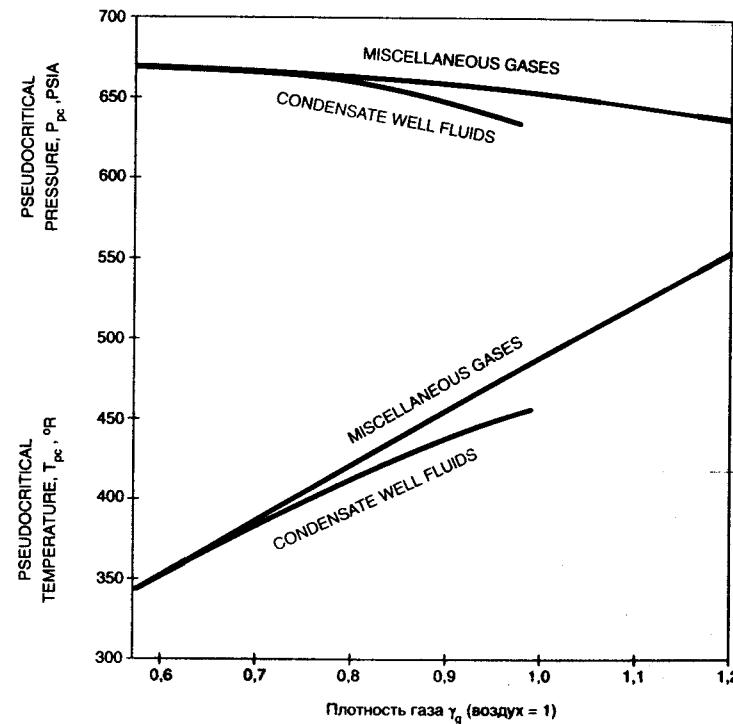
$P_{pc}$  – псевдокритическое давление,

$T_{pc}$  – псевдокритическая температура.

Отношение относительной плотности газа и псевдокритических давления и температуры было представлено Брауном и др. (Brown et al.) (рис. Б-9).

После определения псевдокритического давления и псевдокритической температуры по графику на рис. Б-9, рассчитываются значения уменьшенного давления и температуры по формулам представленным выше. По полученным значениям рассчитывается КОГ с использованием соответствующей корреляции Стэндинга и Кэтца (Standing, Katz) (Рис. Б-10).

Рис. Б-9.  
Корреляция  
псевдокритических  
параметров  
конденсата  
и различных  
природных газов  
с плотностью  
флюидов.  
По Брауну.



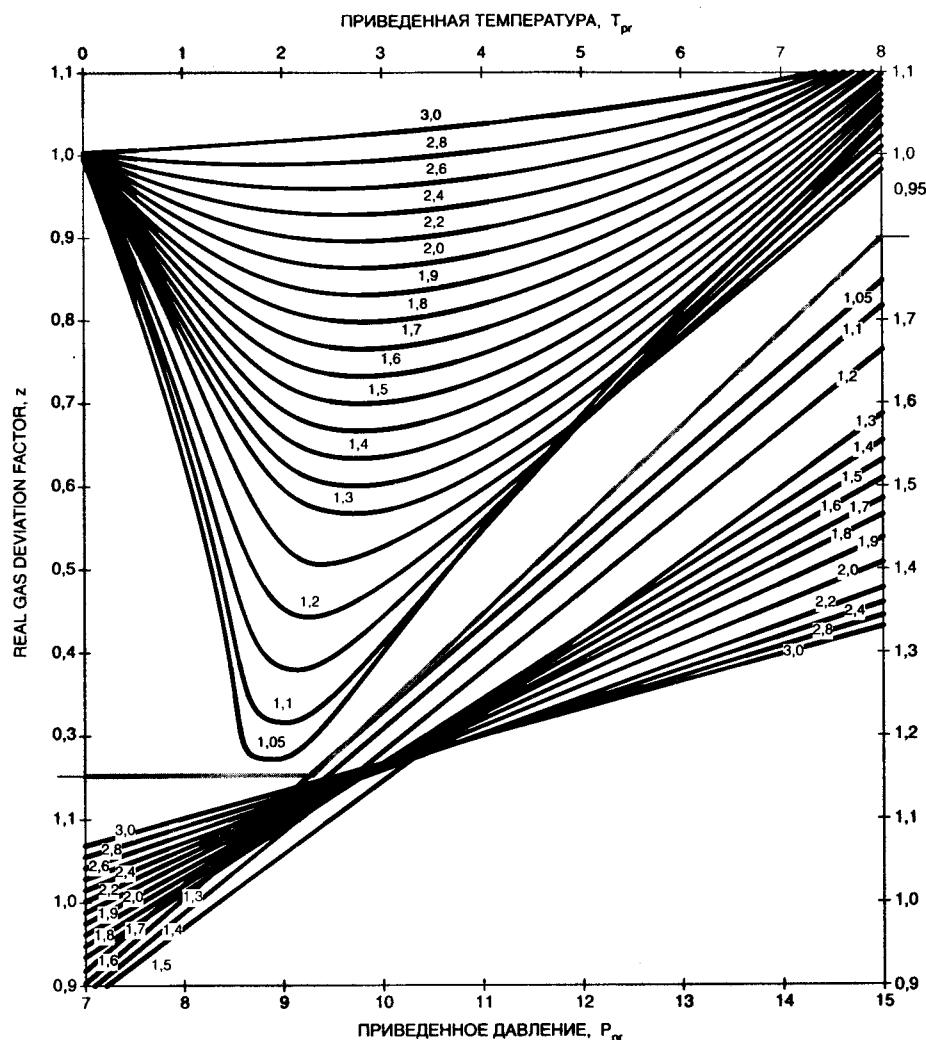


Рис. Б-10. Коэффициент отклонения реального газа для природных газов как функция приведенных давления и температуры. По Стэндингу и Кэтцу

## Объемный коэффициент газа

Объемный коэффициент газа может быть рассчитан по следующей формуле:

$$B_g = 0,0283 \frac{zT}{p},$$

где

$p$  – давление, psia,

$T$  – абсолютная температура, °R,

## Вязкость газа

Karr, Kobayashi и Barrooz (Carr, Kobayashi, Burrows) представили корреляцию для расчета вязкости природного газа как функции плотности газа, давления и температуры. Данная корреляция включает в себя корреляции на случай присутствия не гидрокарбонатных газов в природном газе. Karr и др. представили корреляцию вязкости природного газа при давлении в одну атмосферу с относительной плотностью газа и его температурой (рис. Б-11). Далее вносятся поправки на давление для вязкости природного газа при давлении в одну атмосферу (рис. Б-12). Для использования рис. Б-12 необходимо рассчитать значения псевдоуменьшенного давления и температуры. Эта корреляция представляет отношение вязкостей газа при соответствующих давлениях и температуре и газа при атмосферном давлении и данной температуре.

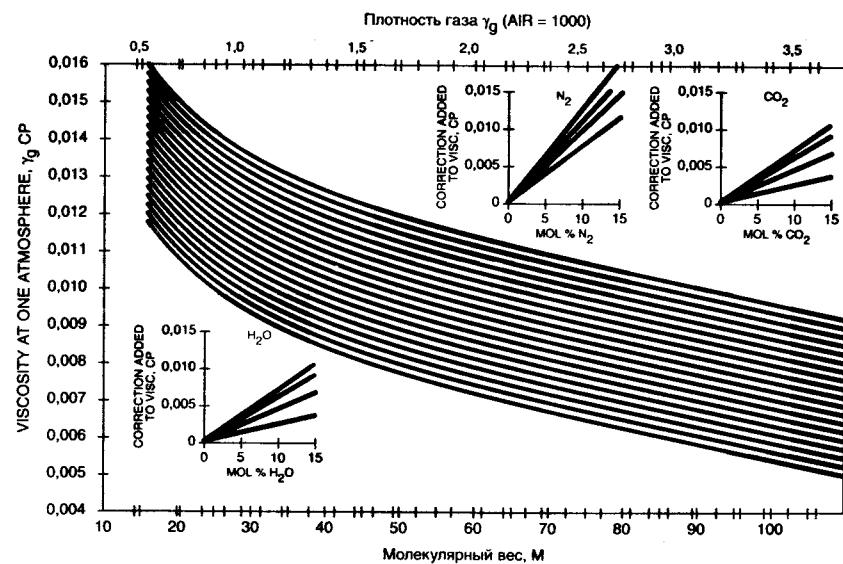


Рис. Б-11. Вязкость природного газа при 1 атмосфере. Carr, Kobayashi и Barrooz

где  
 $p_{pc}$  – значение псевдокритического давления по рис. Б-14,  
 $T_{pc}$  – значение псевдокритической температуры по рис. Б-14.  
 Видимая сжимаемость нефти  $c_{oa}$  ниже давления насыщения с учетом растворенного газа может быть рассчитана по формуле

$$c_{oa} = c_o + \frac{R_s}{(0,83p + 21,75)} * \frac{B_g}{B_o}.$$

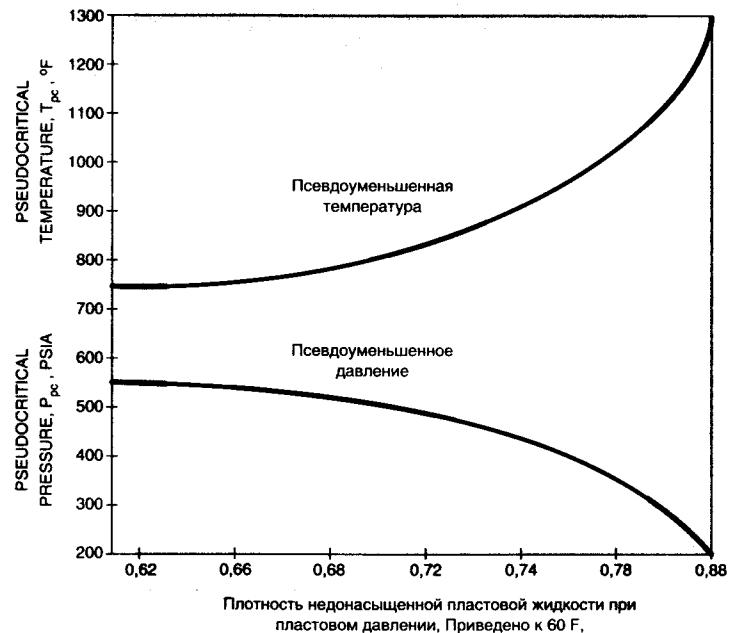
Для изотермических условий сжимаемость пластовой воды определяется как

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{dB_w}{dp} \right)_T,$$

где

$B_w$  – объемный фактор воды.

Рис. Б-14.  
Приблизительная  
корреляция  
псевдокритического  
давления  
и температуры  
с плотностью



Додсон и Стэндинг представили корреляцию для определения сжимаемости воды (рис. Б-15). В связи с тем что растворимость газа в воде невелика, его влияние не рассматривается в данном руководстве.

### Сжимаемость газа ( $c_g$ )

Сжимаемость газа в изотермических условиях определяется как

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left( \frac{dz}{dp} \right)_T,$$

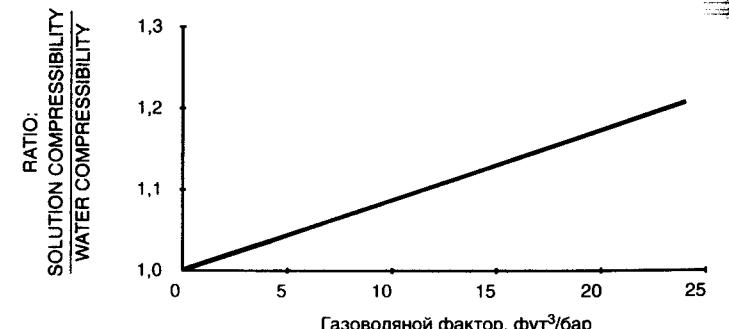
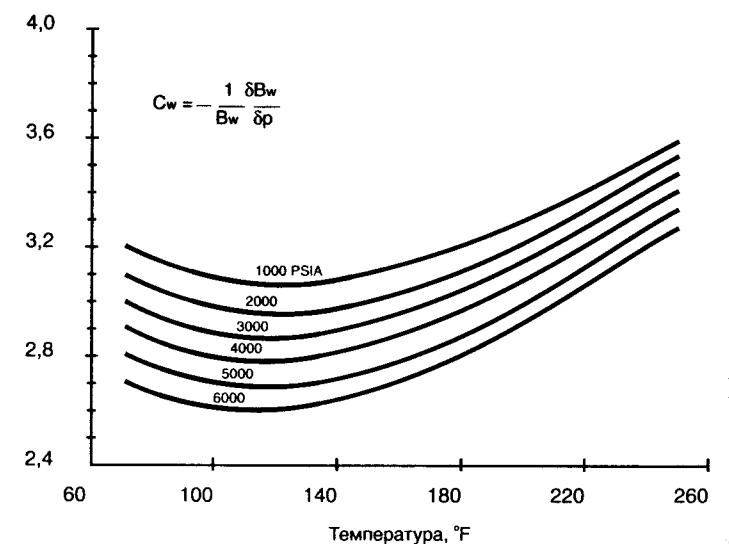
где

$z$  – коэффициент отклонения реального газа от идеального (давление в psia, температура в градусах Ранкина).

Трубэ (Trubé) представил корреляцию для расчета сжимаемости газа. Сжимаемость газа определяется как отношение псевдокритической сжимаемости и псевдокритического давления:

$$c_g = \frac{c_{pr}}{p_{pr}}.$$

Рис. Б-15.  
Влияние  
растворенного  
газа  
на сжимаемость  
воды



Для определения сжимаемости газа Трубэ представил корреляцию для определения  $c_{pr}$  как функцию псевдоуменьшенного давления и температуры (рис. Б-16 и Б-17). Обратите внимание, что корреляции похожи. Они представляют псевдоуменьшенную сжимаемость на двух отрезках значений сжимаемости.

### Сжимаемость порового объема породы ( $c_f$ )

Сжимаемость породы в изотермических условиях определяется как

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left( \frac{dV_p}{dp} \right)_T .$$

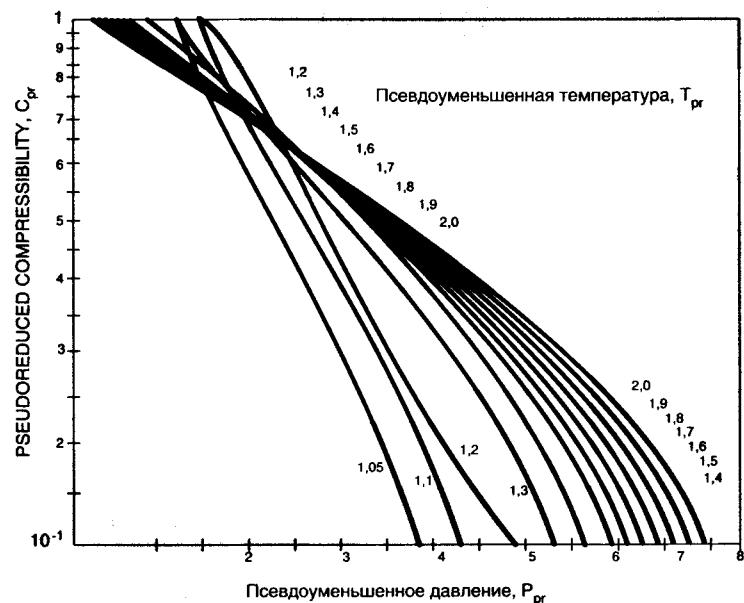
Существует большое количество корреляций для расчета сжимаемости, каждая для определенного типа породы. На рис. Б-18 представлена корреляция сжимаемости породы по Ньюману. Очень рекомендуется использовать лабораторные данные. Из рис. Б-18 видно, что представленные корреляции по меньшей мере сомнительны. Тем не менее, при расчете добывных возможностей, сжимаемость породы составляет незначительную часть суммарной сжимаемости  $c_t$ :

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f,$$

где

$S$  – насыщенность флюидом, соответственно нефтью, водой, газом.  
 $S_o + S_w + S_g = 1$ ,

Рис. Б-16.  
Корреляция  
псевдоуменьшенной  
сжимаемости  
природного газа

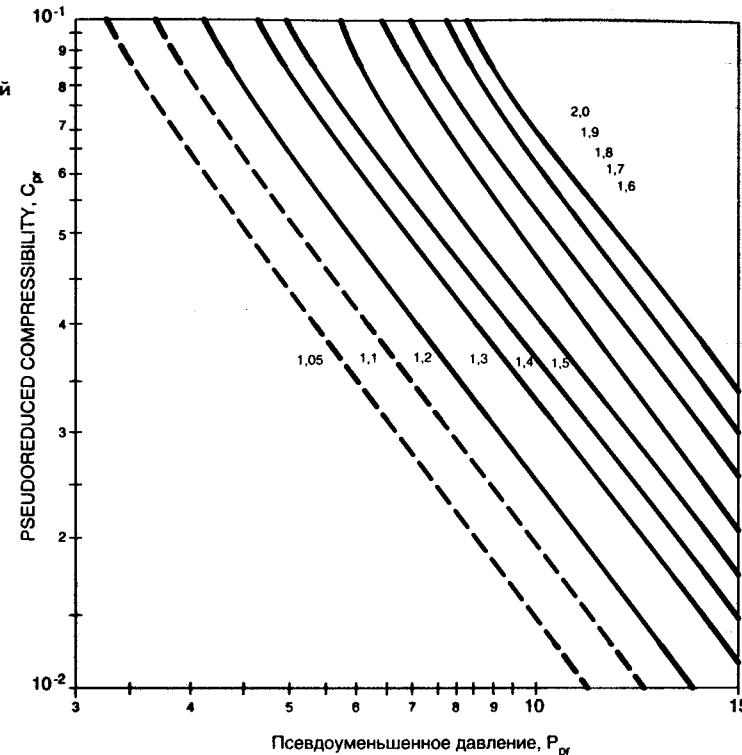


Сжимаемость газа как минимум на порядок выше, чем сжимаемость жидкостей или породы. В газовых залежах принято считать, что

$$c_t \approx c_g .$$

Следует отметить, что сжимаемость газа имеет порядок  $10^{-4}$ , а сжимаемость породы и жидкостей –  $10^{-5}, 10^{-6}$ .

Рис. Б-17.  
Корреляция  
псевдоуменьшенной  
сжимаемости  
природного газа



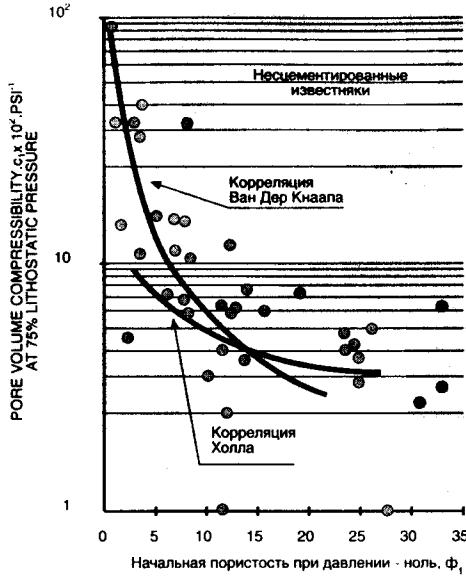


Рис. Б-18. Сжимаемость порового объема при 75% литостатического давления в зависимости от начальной пористости известняка

Рис. Б-19. Сжимаемость порового объема при 75% литостатического давления в зависимости от начальной пористости рыхлого песчаника

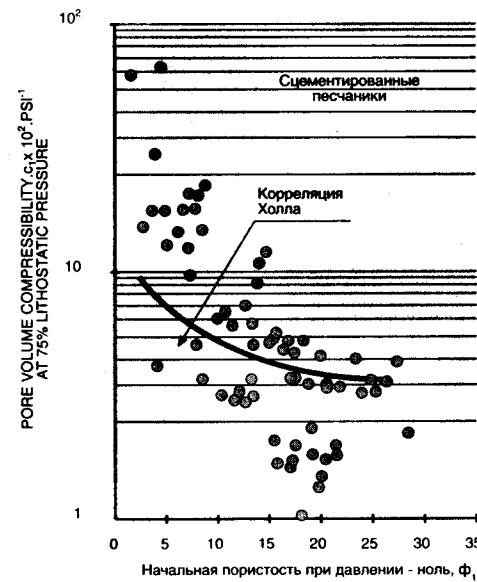
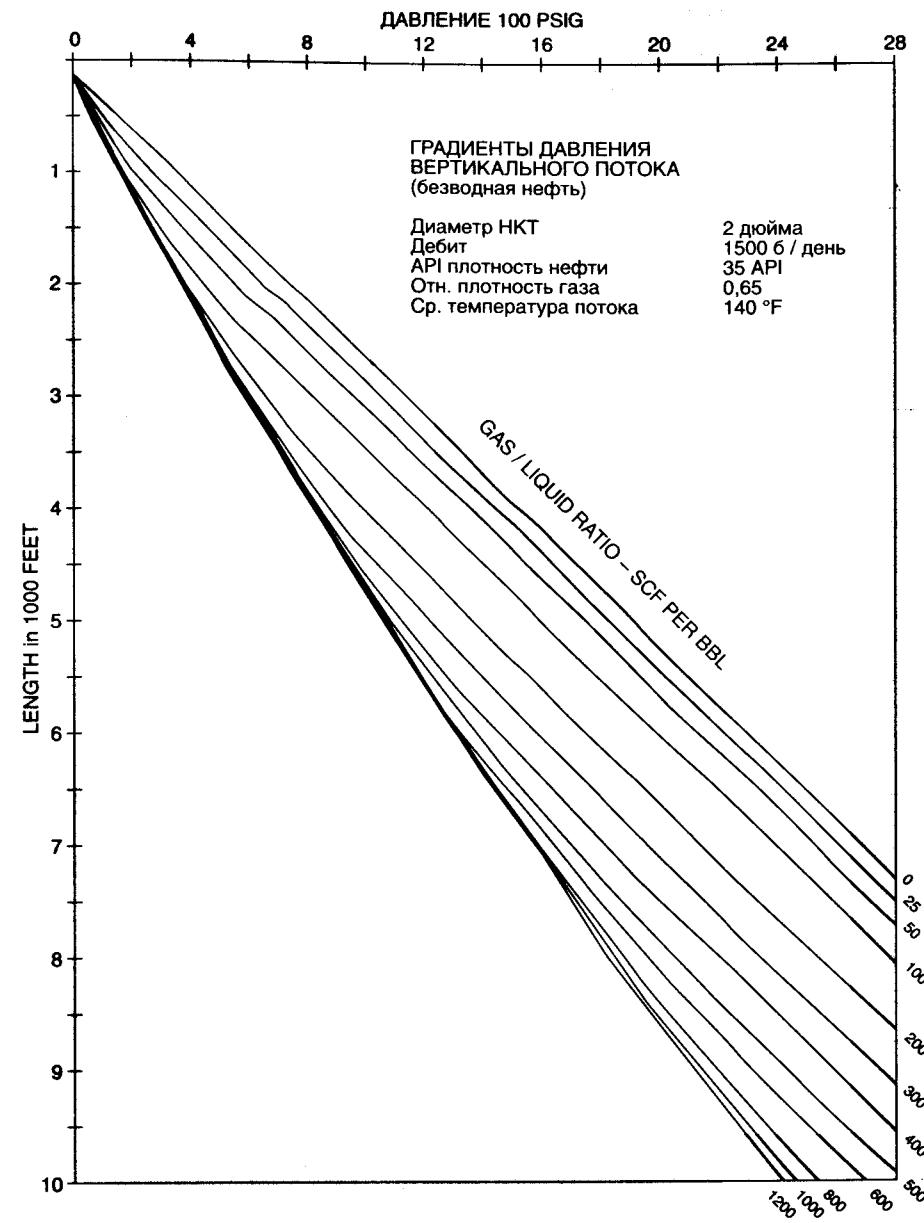
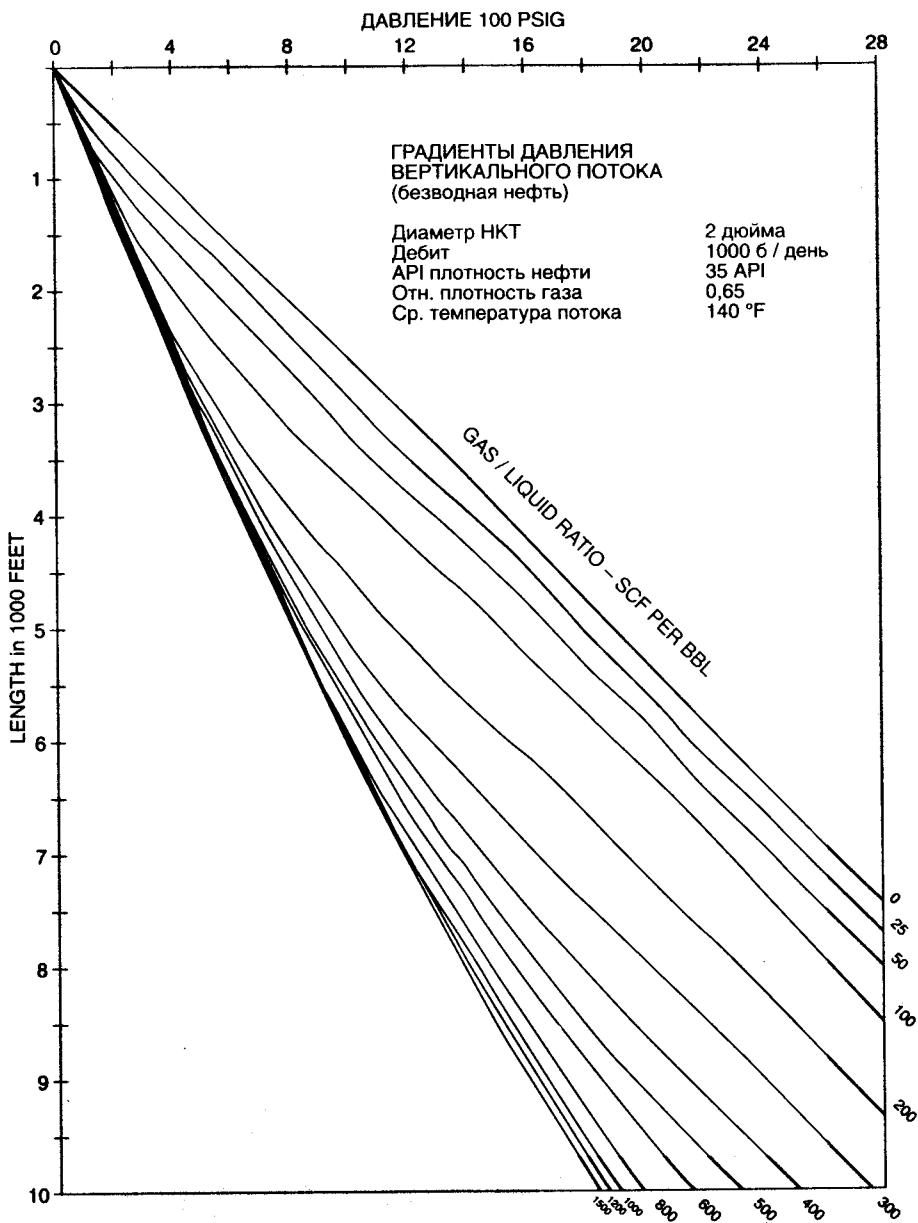


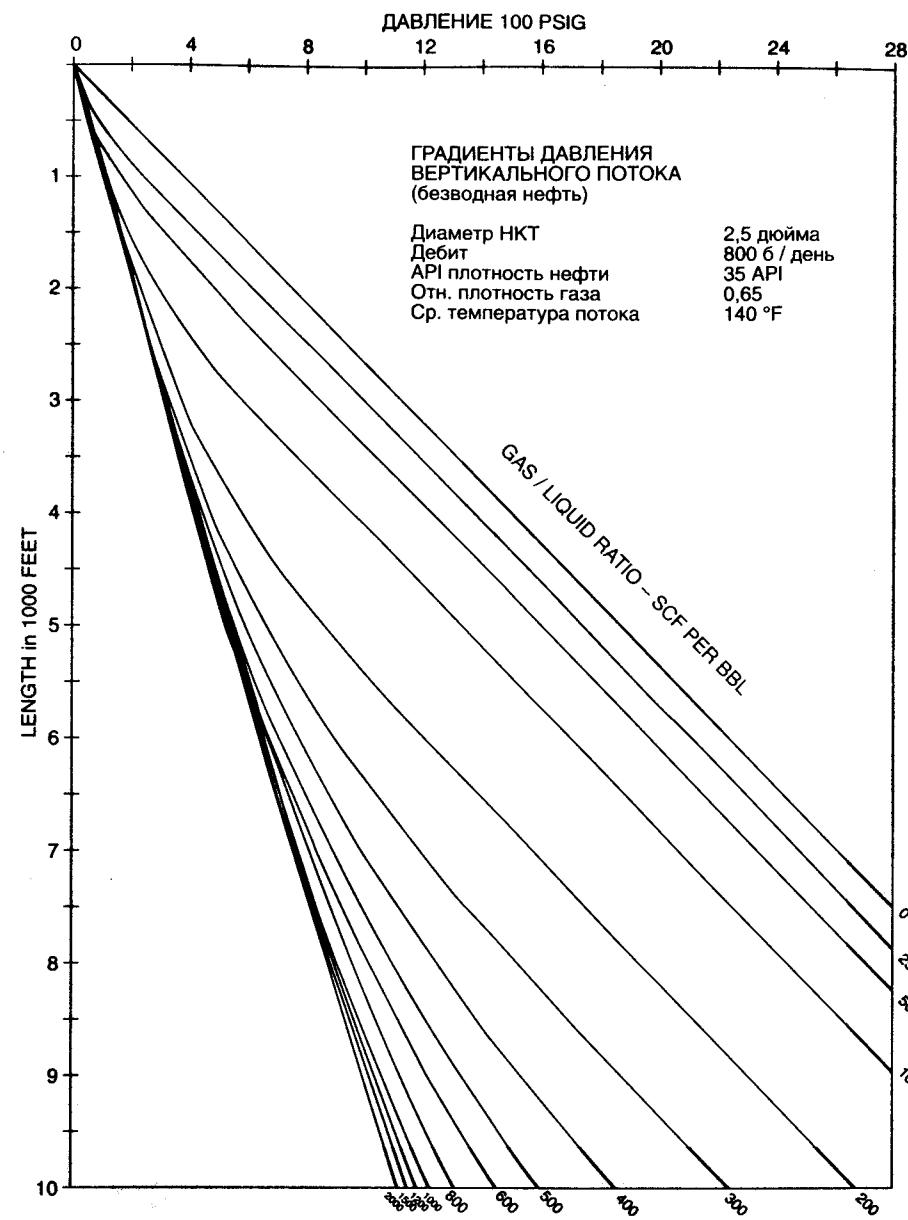
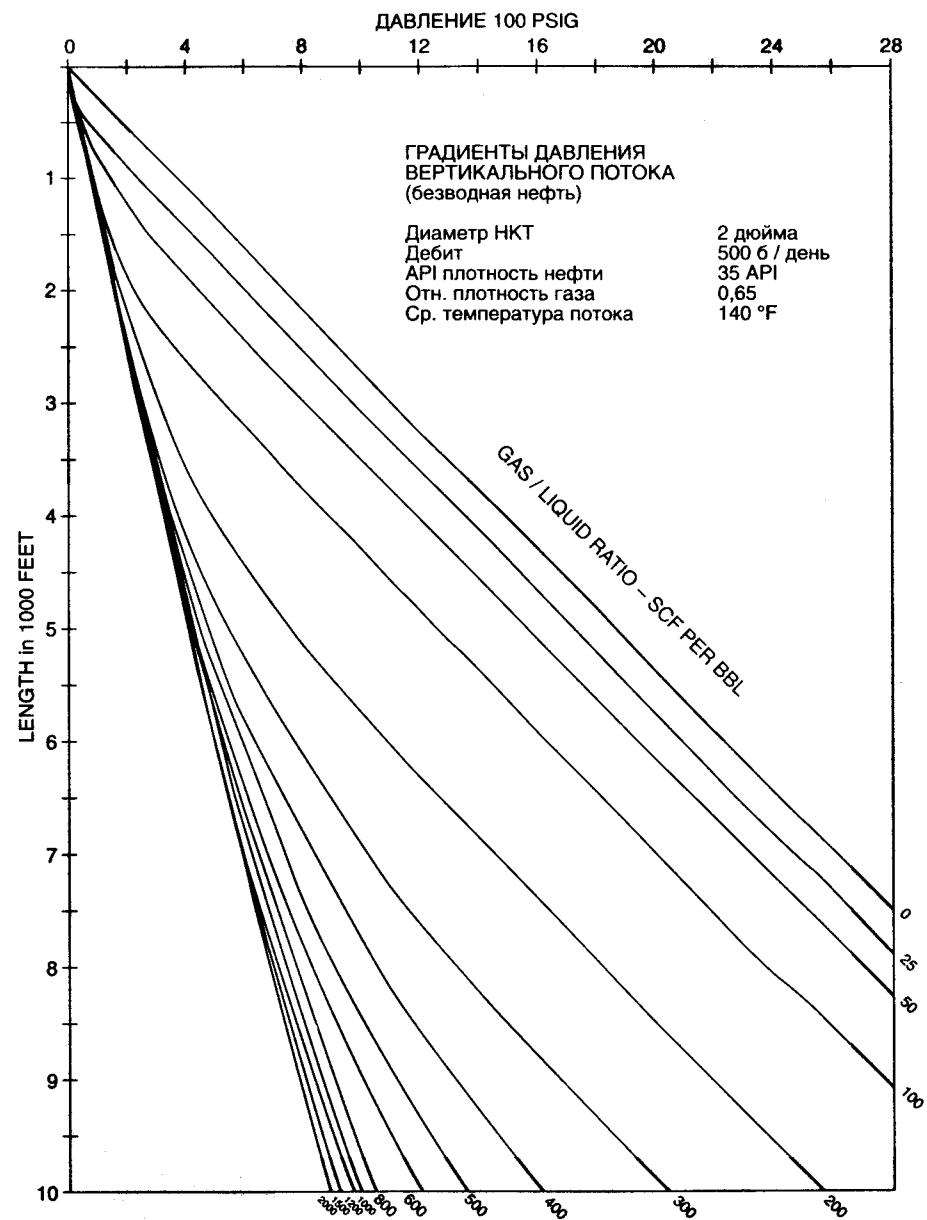
Рис. Б-20. Сжимаемость порового объема при 75% литостатического давления в зависимости от начальной пористости сцепленного песчаника

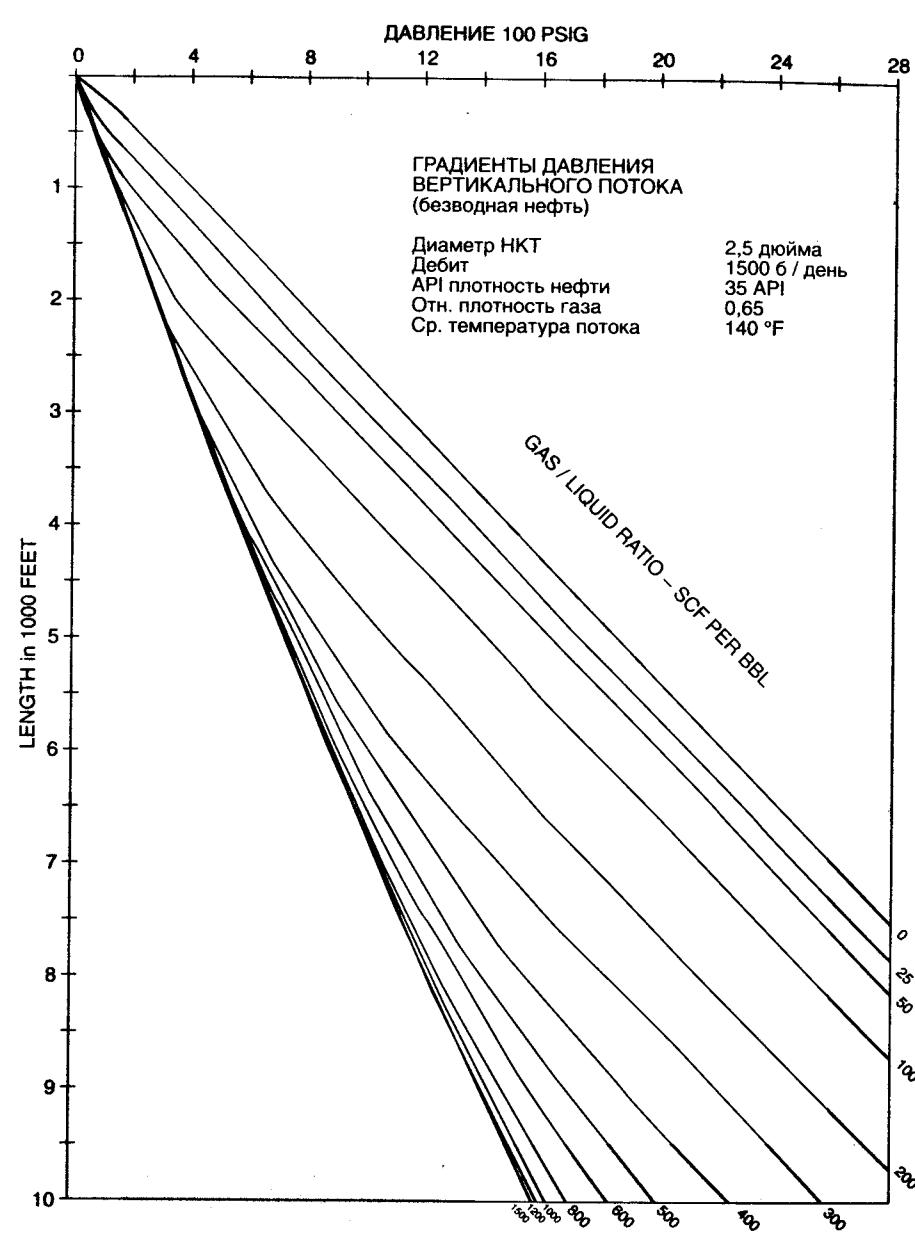
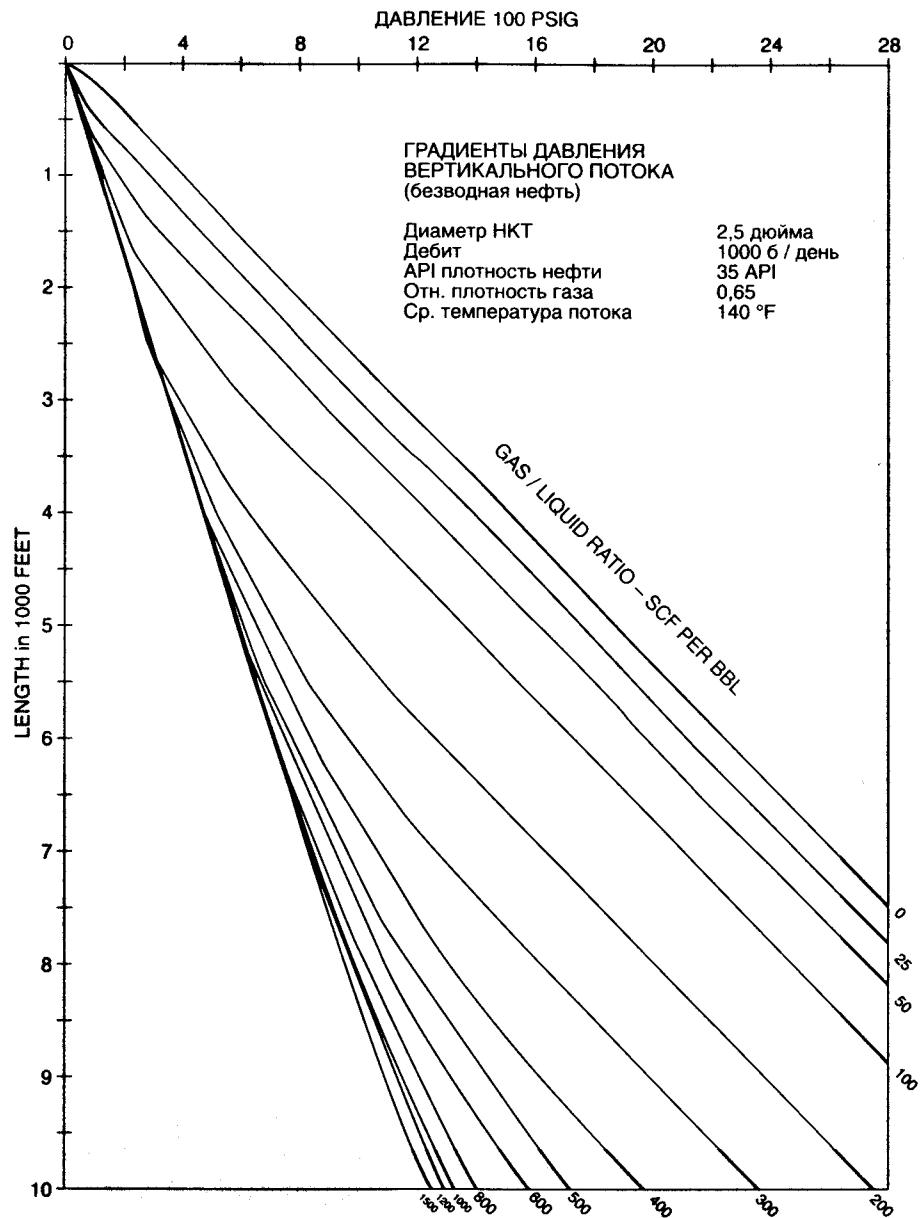
## Приложение В

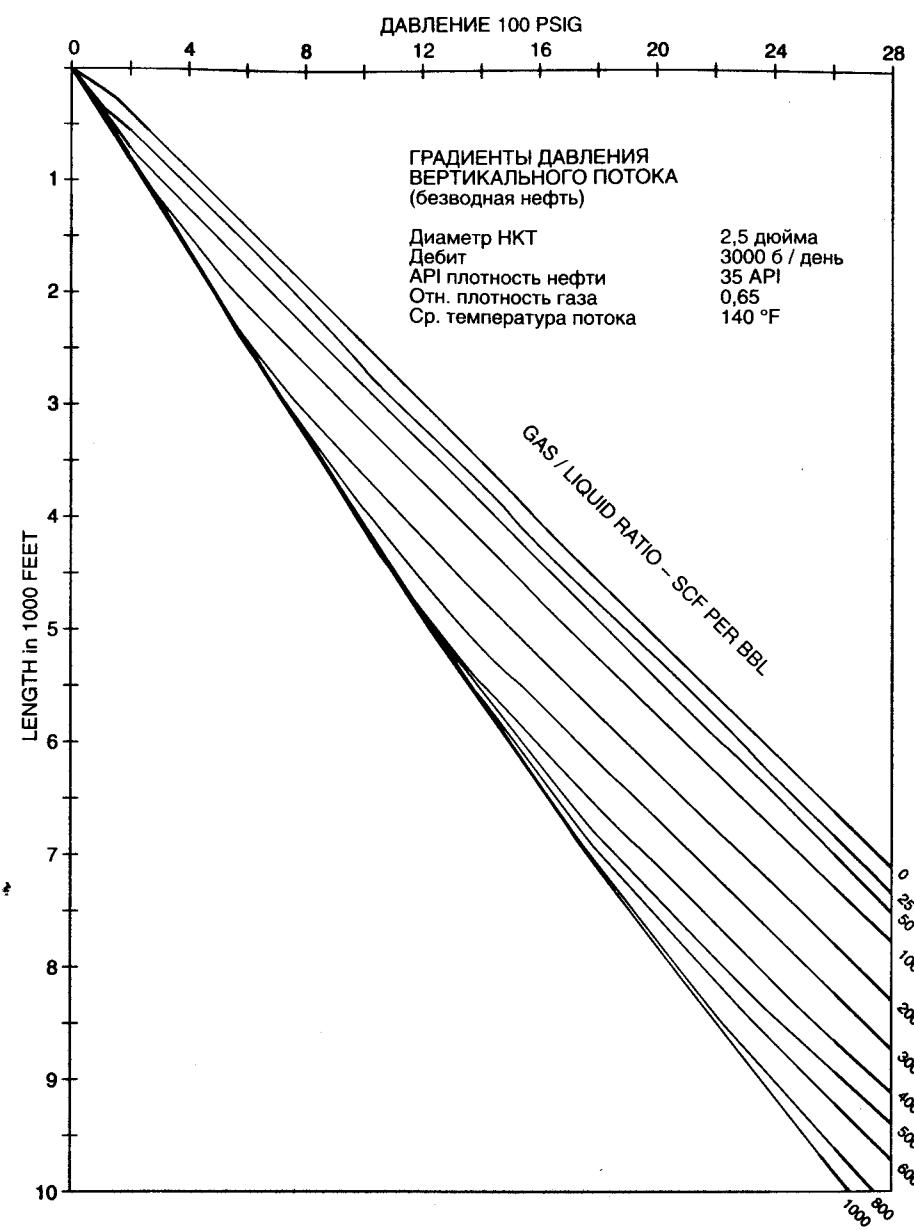
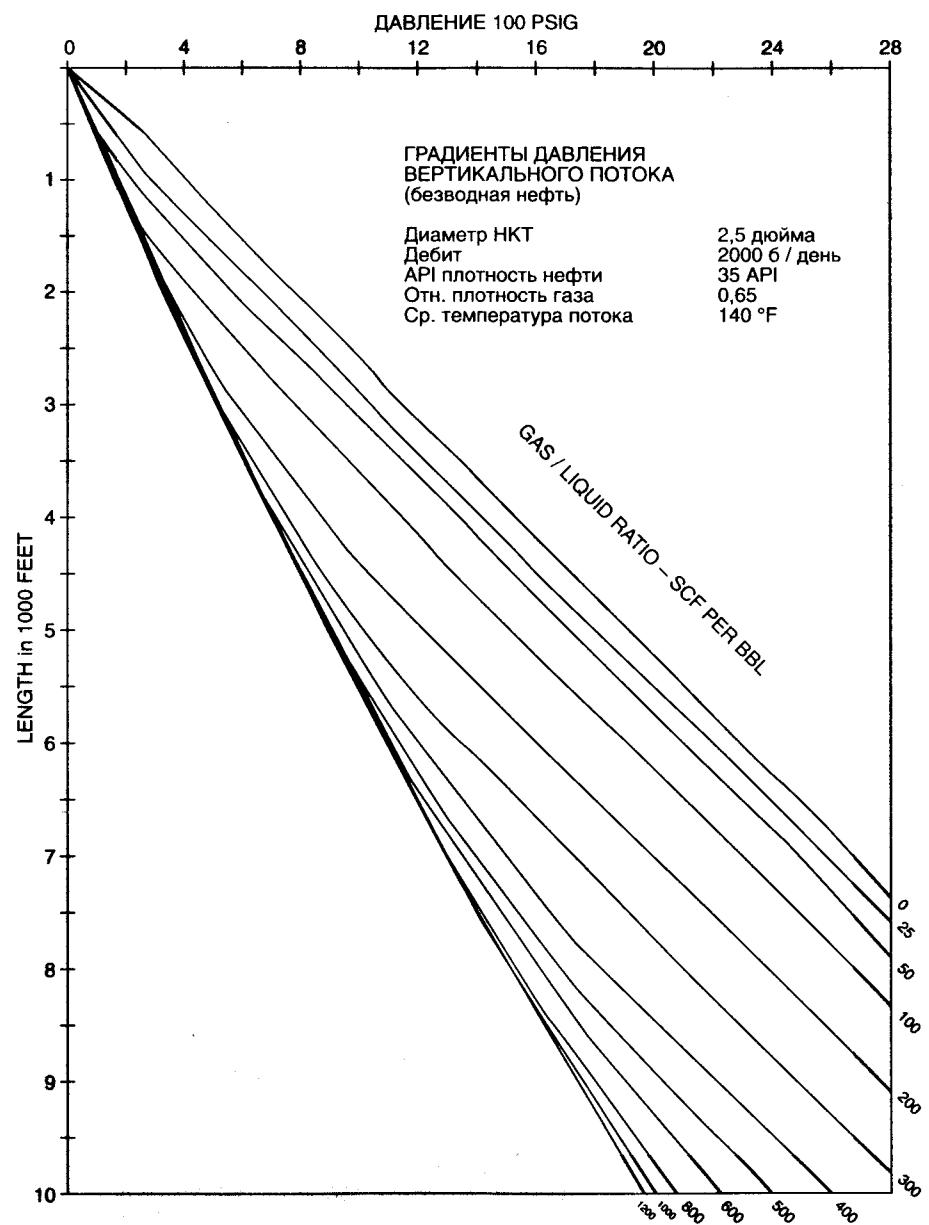
# Градиентные кривые

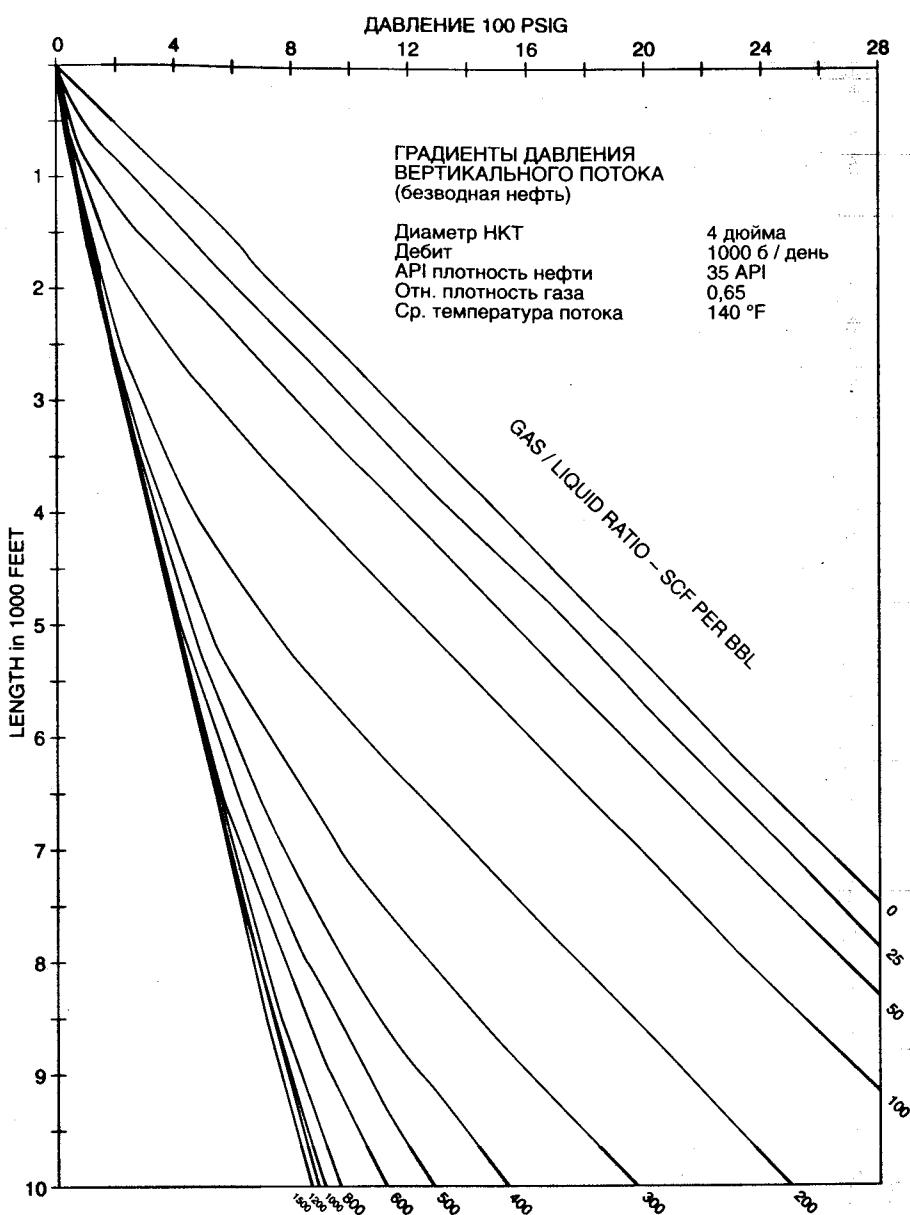
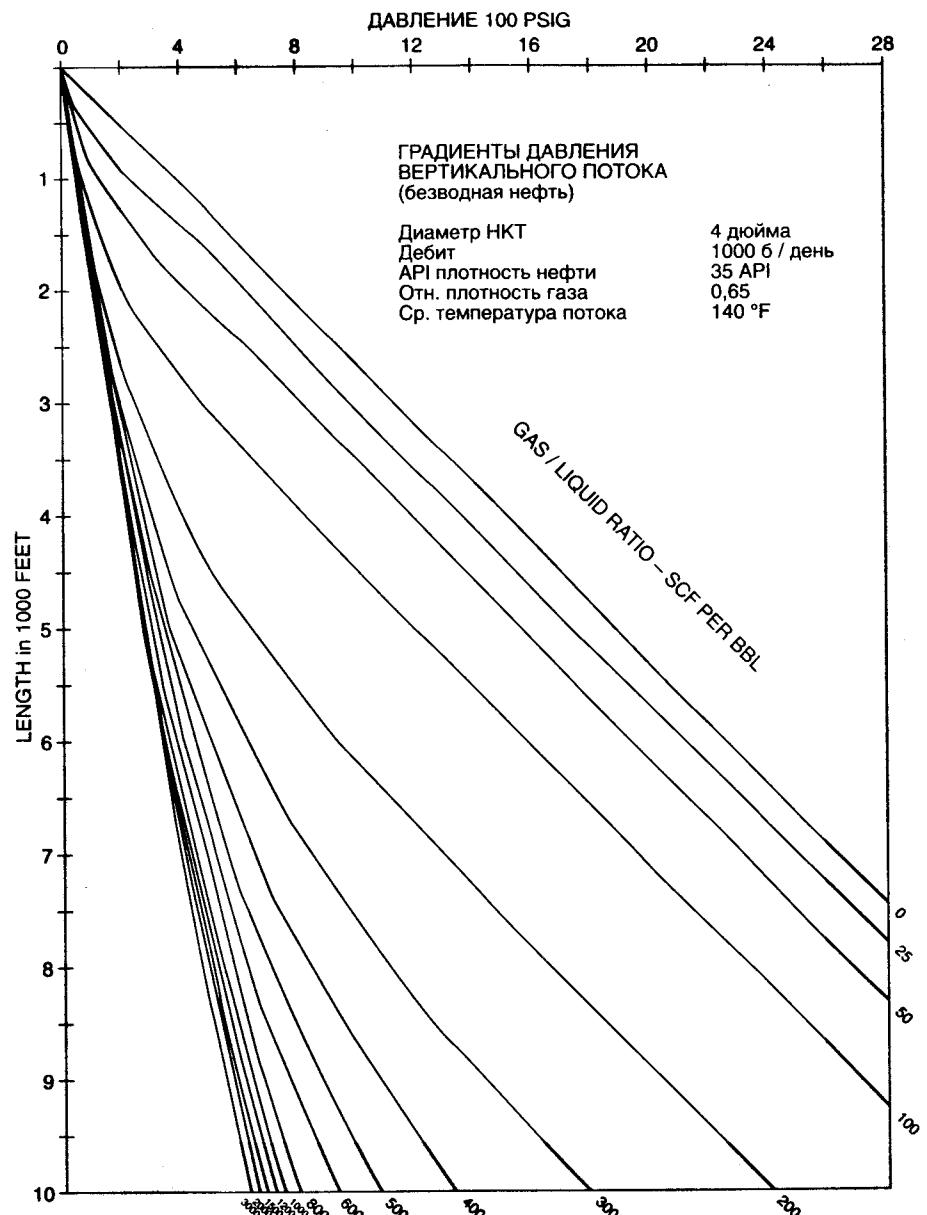


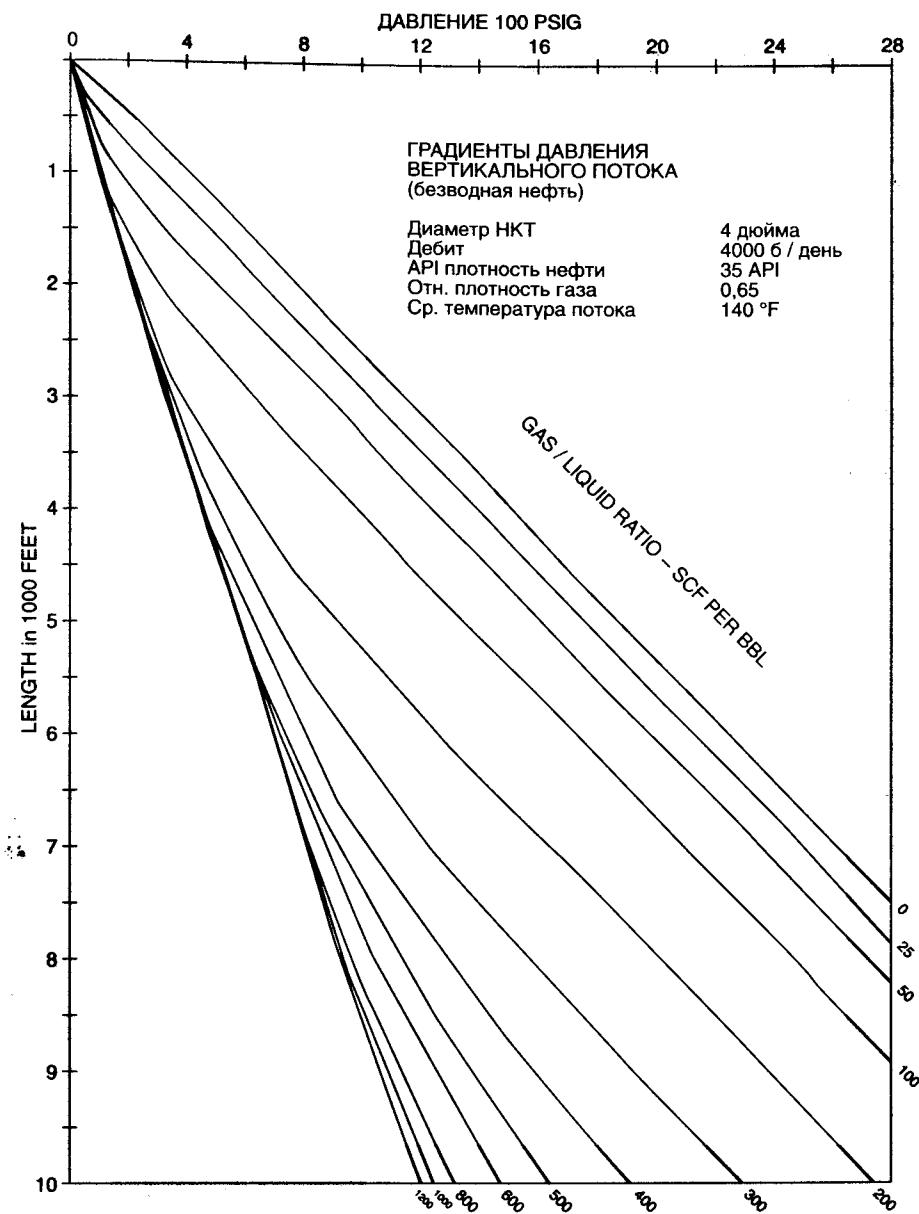
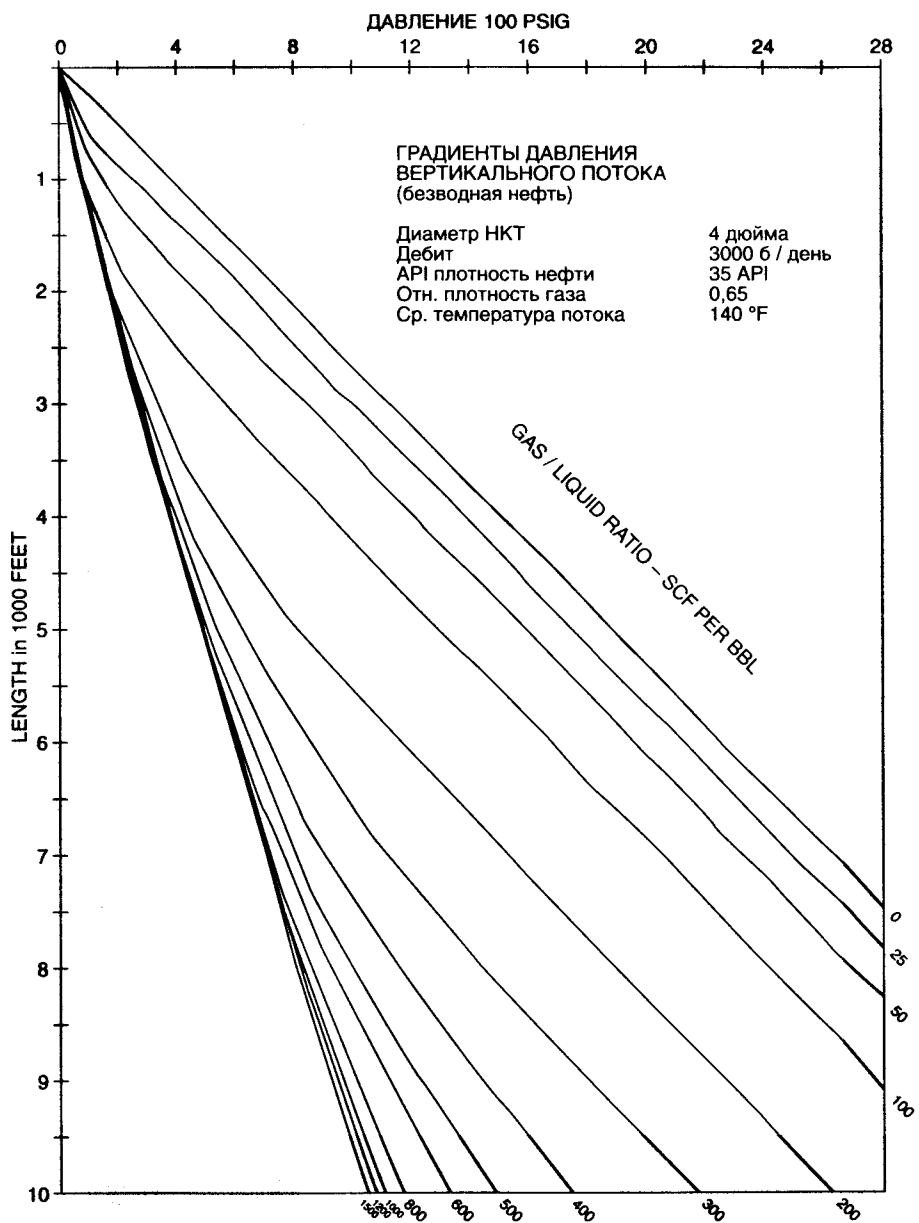




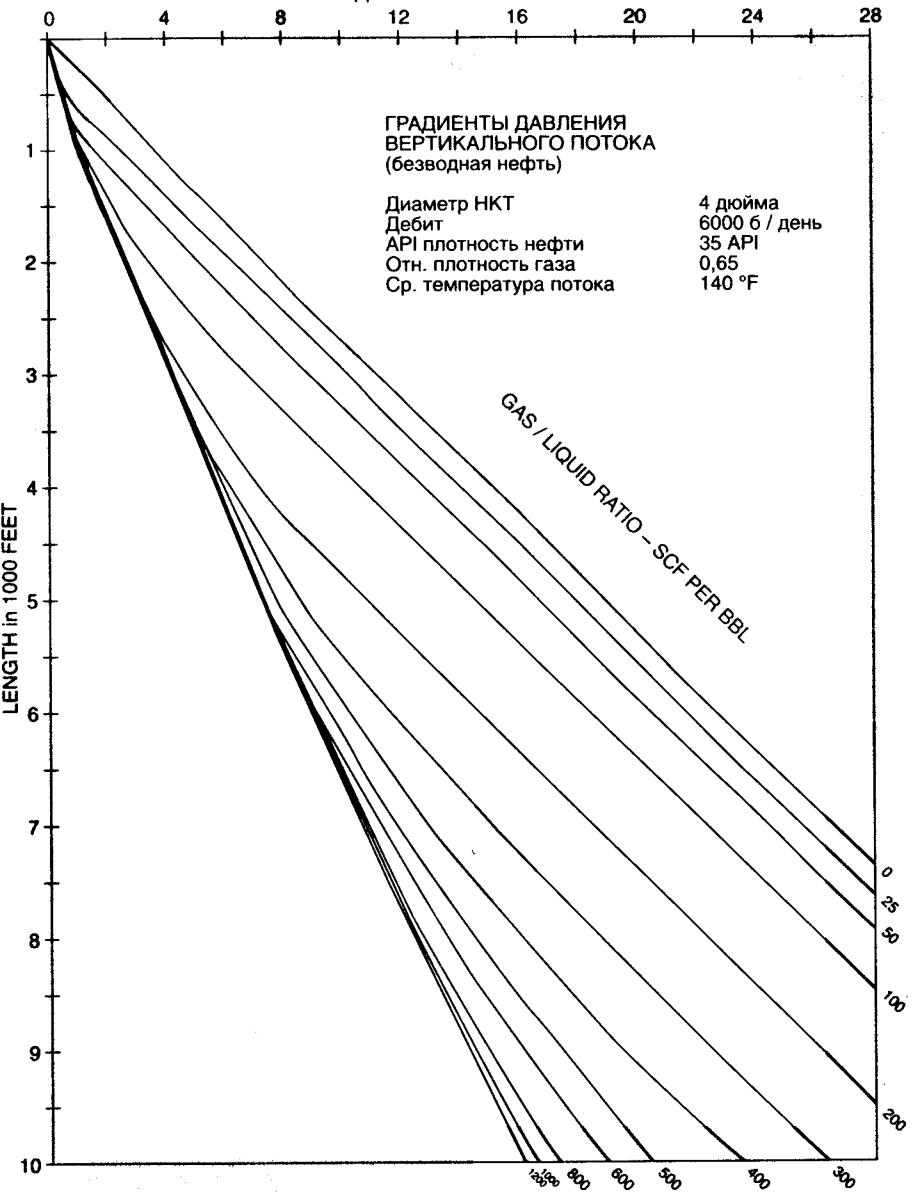




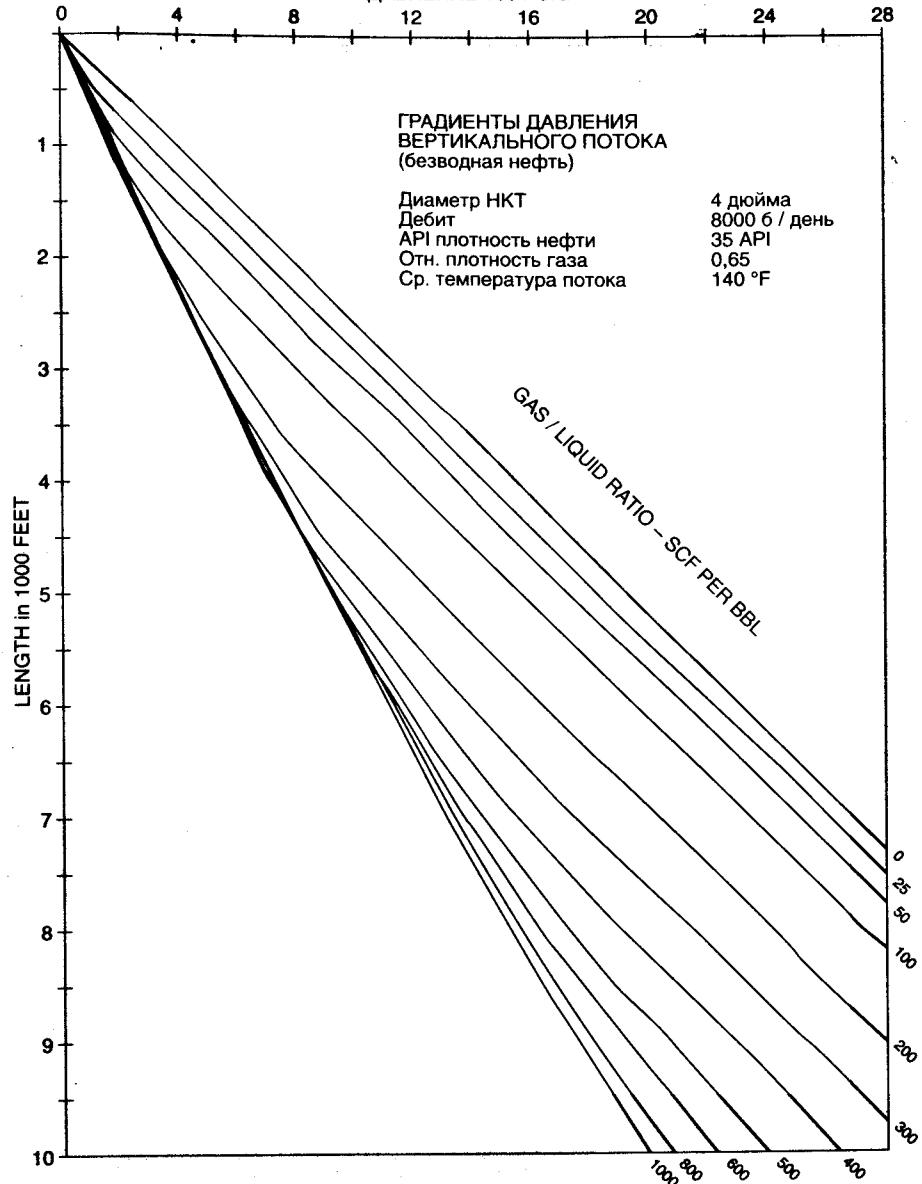




ДАВЛЕНИЕ 100 PSIG



ДАВЛЕНИЕ 100 PSIG



## Приложение Г

## Расчет скорости газа

$$\frac{qp}{zT} = \frac{q_s p_s}{T_s},$$

где

 $q_s$  – дебит газа (млн СКФ/день), $q$  – дебит газа (млн СКФ/день), $p$  – давление, psia, $T$  – температура, °R, $d$  – диаметр, фут, $f$  – коэффициент трения Муди.

Следовательно,

$$q = \left( \frac{14,65}{520} \right) \left( \frac{q_s z T}{p} \right) = 0,028173 \frac{q_s z T}{p},$$

$$v = \left( \frac{q}{A} \right) \left( \frac{10^6}{86400} \right) = \left( \frac{q}{\frac{\pi d^2}{4}} \right) \left( \frac{10^6}{86400} \right) = \left( \frac{q}{d^2} \right) \left( \frac{4 * 10^6}{\pi 86400} \right) =$$

 $= 14,7365 q/d^2$  фут/сек

$$v = 14,7365 * 0,028173 \frac{q_s z T}{p d^2} = 0,415273 \frac{q_s z T}{p d^2}.$$

Отсюда

Расчет коэффициента трения

$$KT = \frac{fdL\nu^2}{2g_c d} = \left( \frac{0,415273^2}{2 * 32,174} \right) \left( \frac{f q^2}{d^5} \right) \left( \frac{z T}{p} \right)^2 dL = 0,002679 \left( \frac{f}{d^5} \right) \left( \frac{z T}{p} \right)^2 q^2 dL.$$

Число Рейнольдса

$$N_{Re} = 1488 \frac{d \nu \rho}{\mu},$$

 $d$  – диаметр, фут, $\nu$  – скорость, фут/сек, $\rho$  – плотность, фунтов/фут<sup>3</sup>, $\mu$  – вязкость, сантипуз, $\gamma_g$  – относительная плотность газа (воздух=1),

$$N_{Re} = 1488d \left\{ 0,415173 \frac{q_s z T}{p d^2 \mu} \right\} \left\{ 2,7047 \frac{p \gamma_g}{z T} \right\} = 1671 \frac{q_s \gamma_g}{\mu d}.$$

В литературе также встречается следующее выражение для диаметра трубы в дюймах:

$$20050 \frac{q_s \gamma_g}{\mu_d}.$$

Поправка Каллендера и Смита (Cullender &amp; Smith)

$$\left( \frac{53,24}{\gamma_g} \right) \left( \frac{p}{Tz} \right) dp + \left( \frac{p}{Tz} \right)^2 \sin \theta dL + 0,002678 \left( \frac{f q^2}{d^5} \right) dL = 0,$$

$$dL \left[ \left( \frac{p}{Tz} \right)^2 \sin \theta + 0,002679 \left( \frac{f q^2}{d^5} \right) \right] = - \left( \frac{53,24}{\gamma_g} \right) \left( \frac{p}{Tz} \right) dp,$$

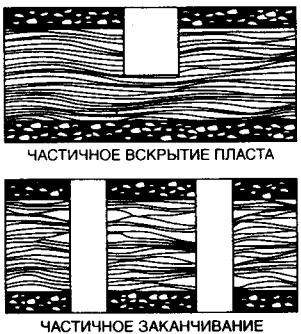
$$\frac{\gamma_g L}{53,24} = \int_{P_{wh}}^{P_{th}} \left[ \frac{\left( \frac{p}{Tz} \right) dp}{\left\{ 0,002679 \left( \frac{f q^2}{d^5} \right) + \left( \frac{p}{Tz} \right)^2 \sin \theta \right\}} \right].$$

## Приложение Д

### Частичное вскрытие пласта

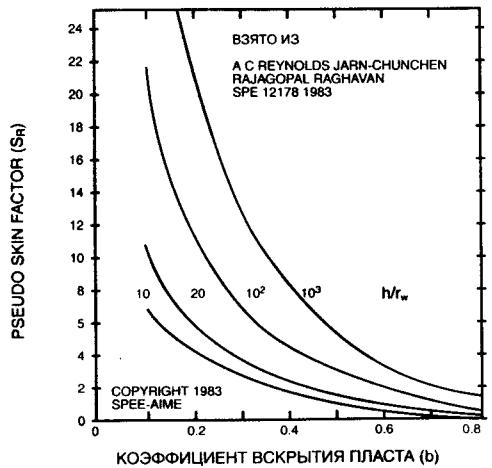
Частичное проникновение имеет место, когда скважина частично вскрывает продуктивный пласт, или когда перфорация проведена лишь на части колонны, вскрывающей продуктивный пласт (рис. Д-1).

Рис. Д-1.  
Частичное вскрытие пласта



Псевдоскин-фактор ( $S_R$ ) может быть рассчитан с использованием приведенной ниже номограммы (рис. Д-2).

Рис. Д-2.  
Номограмма псевдоскин-фактора ( $S_R$ )



## Приложение Е

### Корреляция Прэтса

Корреляция Прэтса (Prats) определила корреляцию между безразмерным радиусом скважины ( $r_{we} / x_f$ ) и безразмерной проводимостью трещины (рис. Е-1).

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k x_f}$$

при  $C_{fD} \geq 10$ ,

$$\frac{x_{we}}{x_f} = 0,5.$$

Рис. Е-1.  
Отношение  
безразмерных  
радиуса скважины  
и проводимости  
трещины



## Характеристики скважин после ГРП

### Большие дебиты после эффективного ГРП в России

*Методология и процедура проведения расчета при моделировании  
характеристик притока скважин после ГРП*

Джо М. Мак – ЮКОС, Михаил Холодов – ЮКОС, Дон Уолкотт – ЮКОС

#### Введение

Для обсуждения добычи, и в особенности ГРП, будет полезно разделить все пласти на три основные категории:

- 1) низкопроницаемые,  $k < 1$  мдарси,
- 2) среднепроницаемые,  $1$  мдарси  $< k < 50$  мдарси,
- 3) высокопроницаемые,  $k > 50$  мдарси.

Большинство российских нефтяных скважин и практически все сибирские нефтяные скважины попадают в «среднепроницаемую» категорию. Это достаточно хорошие скважины, даже при применении стандартных приемов заканчивания и добычи. Однако эти скважины могут быть превращены в прекрасные высокодебитные скважины путем применения правильной технологии ГРП совместно с системами механизированного подъема, соответствующими высокой производительности скважин. Именно подобный тип скважин наиболее подвержен влиянию заканчивания и зависит от решений по добыче, в связи с наличием большого количества уровней добывных возможностей, от естественного до высокостимулированного с агрессивной системой механизированного подъема жидкости. Этот диапазон может составлять один порядок или больше.

Так как подобные скважины достаточно хороши и без ГРП, то на них, как правило, не обращают внимания при подборе скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва. К тому же, очевидно, что многие скважины со средней проницаемостью пластов были подвергнуты ГРП с использованием технологии низкопроницаемых трещин и с плохими результатами, что оставило дурной привкус и нежелание проводить ГРП на таких скважинах в дальнейшем.

Проводить стимуляцию на низкопроницаемых скважинах легко, так как легко создать большой контраст проницаемости между пластом и трещиной; высокопроницаемые пласти рвут в основном для уменьшения скважины. Но именно в пластах со средней проницаемостью геометрические параметры трещины  $x_f$ ,  $w_f$  и ее проводимость  $k_f$  становятся особенно важными. В связи с тем что проницаемость относительно высока, становится сложно создать необходимый контраст для достижения эффективной стимуляции.

Последующая дискуссия обозначит ключевые проблемы и представит простую методологию расчета геометрии трещины ( $x_f, w_f, k_f$ ), необходимой для значительного увеличения производительности путем проведения ГРП на среднепроницаемых скважинах. Мы сравним стандартные приемы проведения ГРП с «наиболее подходящими» приемами, основанными на новейших технологиях расчетов и закачки. В данной статье не рассматривается процесс создания трещин, только расчет параметров трещины, необходимых для увеличения производительности скважины. Лидирующие сервисные компании разработали прекрасные технологии расчета и создания желаемых трещин, основываясь на оптимальной геометрии трещины.

#### Теория и дискуссия

Таблица 1.

Данные типичной сибирской нефтяной скважины

	Единицы
$P_r$ , средне пластовое давление	200,0 атмосфер
$P_b$ , давление насыщения	120,0 атмосфер
$k_o$ , проницаемость по нефти (жидкости)	5,0 мдарси
$h$ , мощность пласта	15,0 метров
$\mu_o$ , вязкость нефти (жидкости)	1,5 сантипуз
$B_o$ , объемный фактор нефти	1,2
$C_r$ , полная скимаемость	2,94E-04 атм <sup>-1</sup>
$r_e$ , радиус дренирования	250,0 метров
$r_w$ , радиус ствола скважины	0,1 метров

Один из наиболее удобных и функциональных подходов к моделированию характеристик притока скважин после ГРП, это определение отрицательного скважины, вызванного ГРП, и его подстановка в закон Дарси для псевдоустановившегося режима и радиального притока, уравнение 1. Существует большое количество способов определения скважины, полученного при проведении различных типов ГРП. Тем не менее наиболее полезное определение базируется на отношении безразмерного давления ( $P_D$ ) и безразмерного времени ( $t_{Dx_f}$ ) для трещины конечной проводимости. Данное сложное соотношение показано на рис. 3. Использование типовых кривых (TK) является наиболее целесообразным подходом, так как один набор кривых применим ко всем ситуациям с граничными условиями, сходными с теми, для которых эти TK были построены. Данная конкретная TK построена

на для бесконечного пласта с трещиной конечной проводимости, характеризуемой параметром  $F_{CD}$ , формула 3. Диапазон  $t_{Dx} \delta$ , представленных на рис. 3 охватывает практически все ситуации, встречающиеся на сибирских нефтяных месторождениях и большинстве нефтяных месторождений России.

Так как отношение  $p_D t_{Dx}$  является решением для неустановившегося режима, оно может применяться только до достижения псевдоустановившегося режима, уравнение 8. В момент достижения времени псевдоустановившегося режима  $t_{nyp}$  решение для неустановившегося режима из типовой кривой конечной проводимости станет эквивалентно закону Дарси для псевдоустановившегося режима. Таким образом,  $p_D$ , соответствующее  $t_{nyp}$ , может быть подставлено в уравнение 11 для расчета скважина, порожденного этой конкретной  $F_{CD}$ . Именно  $F_{CD}$  является характеристикой ГРП и результирующей трещины. Скины, рассчитываемые до времени псевдоустановившегося режима, будут значительны выше, что отражает неустановившуюся природу продуктивности скважины (переходный характер), рис. 2. Данный эффект имеет ярко выраженный характер в низкопроницаемых пластах. Иногда это явление называют повышенным дебитом или «сверхнапряженным» дебитом. Если переходный период до достижения псевдоустановившегося режима достаточно продолжителен, рассчитывается несколько индикаторных кривых с использованием высоких значений скважина. Значение скважина в момент времени  $t_{nyp}$  соответствует закону Дарси, поэтому оно считается остаточным скважиной, который может использоваться после того, как скважина достигла псевдоустановившегося режима притока. Также необходимо, чтобы скважина достигла псевдо радиального притока (уравнение 7), так как закон Дарси является решением для радиального притока. Из рис. 1 видно, что время меньше, чем время достижения псевдоустановившегося режима и поэтому нас не беспокоит. При расчете притока ниже давления насыщения необходимо использовать поправку Вогеля (Vogel) для построения индикаторной кривой, чтобы учитывать увеличение газонасыщенности в прискваженной зоне. Данные соотношения приведены в формулах 12 – 15. Уравнение 12 является отношением для расчета при давлениях ниже давления насыщения,  $q_{oVogel}$ .

Приведенные ниже формулы и отношения будут использованы для моделирования характеристик притока нефтяной скважины:

$$q_o = \frac{k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{18,4 \mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}, \quad (1)$$

$q_o = m^3/\delta$ ,  $k$  = мдарси,  $h$  = м,  $p$  = атм,  $\mu$  = сантинуаз,  $r$  = м,

$$q_o = \frac{k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{18,4 \mu_o B_o p_D} \quad \text{при } t_{nyp}, \quad (2)$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} = \text{Безразмерная проводимость трещины} = \quad (3)$$

$$F_C = w_f k_f = \text{Проводимость трещины}, \quad (4)$$

$$p_D = \frac{k h \Delta p}{18,4 q \mu B} = \text{Безразмерное давление}, \quad (5)$$

$$t_{Dx} = \frac{0,00864 k t}{\phi \mu C_t x_f^2} \text{ дней} = \text{Безразмерное время} \quad (6)$$

$k$  = мдарси,  $t$  = день,  $\mu$  = сантинуаз,  $C_t$  = атм<sup>-1</sup>,  $x_f$  = м,

$$t_{prf} = \frac{t_{dprf} \phi \mu C_t x_f^2}{0,00864 k} = \text{Время до псевдорадиального притока, суток} \quad (7)$$

$1 < t_{dprf} < 5$  ( $t_{dprf} = 5$  для  $F_{CD} = 100$ ;  $t_{dprf} = 3$  для  $F_{CD} = 10$  и т.д.),

$$t_{nyp} = \frac{t_{pDA} \phi \mu C_t A}{0,00864 k} = \text{Время до псевдоустановившегося режима, суток}, \quad (8)$$

$t_{pDA} = 0,12$  (площадь, систем с вертикальными трещинами);  $A = \pi r_e^2$ ;

$$q = \frac{k h \Delta p}{18,4 \mu B p_D} = \text{При псевдоустановившемся режиме}, \quad (9)$$

$$\therefore p_D = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S, \quad (10)$$

$$S = p_D - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{3}{4}, \quad (11)$$

$$q_{oVogel} = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right], \quad (12)$$

$q_b = q$  при давлении насыщения;  $p_b$  – давление насыщения;

$$PI_{AF} = \frac{q_b}{p_r - p_b} = \frac{k_o h}{18,4 \mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}, \quad (13)$$

коэффициент продуктивности ( $PI_{AF}$ ) после ГРП при псевдоустановившемся режиме притока;

$$q_{max} = q_b + \frac{(PI_{AF}) p_b}{1,8}, \quad (14)$$

$$q_b = PI_{AF} (p_r - p_b), \quad (15)$$

Можно представить себе безразмерную проводимость трещины  $F_{CD}$  как меру различия проводимостей трещины и пласта. Прэтс (1962) показал, что при расчетах трещин  $F_{CD}$  должна быть больше 1,6. Для максимальной производительности  $F_{CD}$  может превышать 500. Как следует из формул 2 и 11, целью проведения ГРП является уменьшение  $p_D$  настолько, насколько это возможно, так как продуктивность скважины будет увеличиваться обратно пропорционально  $p_D$  для всех значений  $t_{Dx}$ . Типовая кривая (рис. 3) показывает, что  $p_D$  может быть уменьшена путем увеличения  $F_{CD}$  либо уменьшения  $t_{Dx}$ . Это сложное соотношение, так как уменьшение  $x_f$  увеличит  $F_{CD}$ , но в то же время увеличит и  $t_{Dx}$ . Как правило, если  $F_{CD}$  меньше трех, то более эффективно увеличивать проводимость  $k_f w_f$ , нежели  $x_f$ , а если  $F_{CD}$  больше тридцати, то лучше увеличивать полудлину трещины  $x_f$ , чем  $k_f w_f$ . Тем не менее значительно лучшим подходом является подстановка различных комбинаций  $p_D$ ,  $t_{Dx}$ ,  $F_{CD}$  в соотношение, показанное на типовой кривой. Подобные расчеты показывают, что для типичной сибирской скважины наиболее эффективные комбинации лежат в следующих пределах:

$$30 \text{ м} < x_f < 100 \text{ м}, \\ 1500 \text{ мдарси-м} < w_f k_f.$$

Рис. 1.  
Время  
необходимое  
для достижения  
псевдо-  
установившегося  
режима

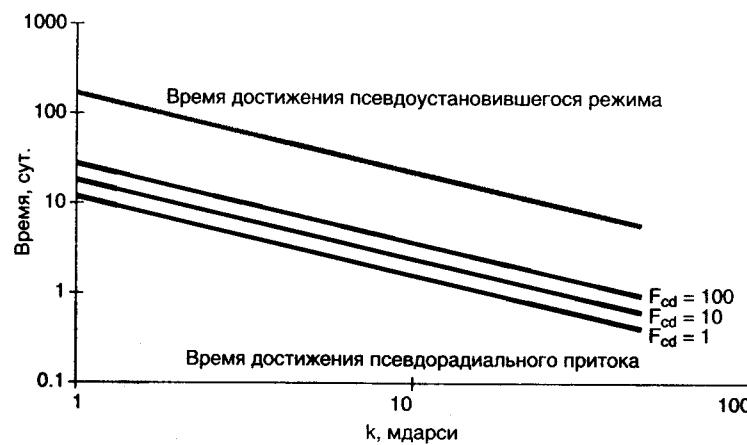


Рис. 2.  
Неустановившийся  
(переходный)  
скин-эффект

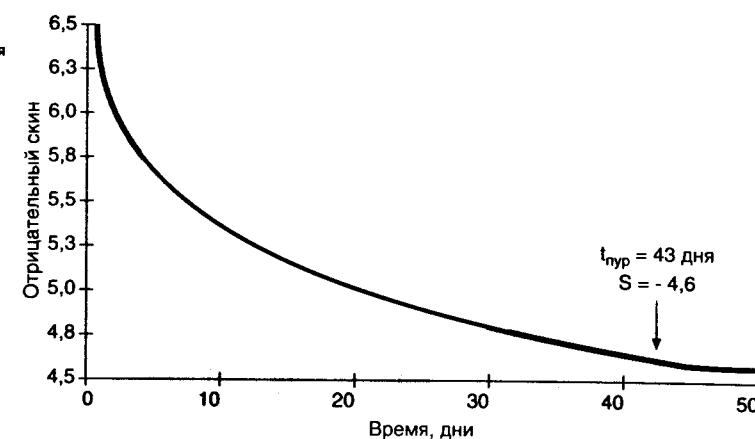
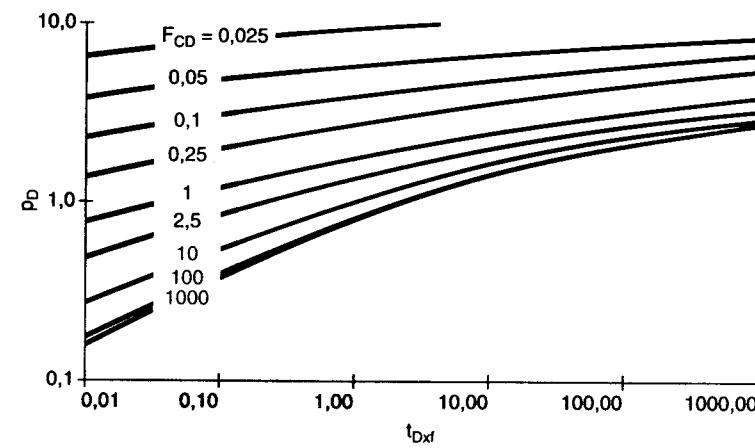


Рис. 3.  
Типовая кривая –  
бесконечная  
трещина  
конечной  
проводимости



## Разработка методологии и пример расчета

Формулы и соотношения, приведенные выше, будут использованы для оценки эффективности стандартного сибирского ГРП, проведенного на типичной сибирской скважине. Данные, используемые для данной оценки, приведены в табл. 1. Нужно отметить, что количество данных для проведения такого анализа невелико. В дальнейшем представлена пошаговая процедура расчета сквина, полученного в результате стандартного ГРП, данные по которому приведены в табл. 2 (нам понадобятся только первые три строчки)

Таблица 2.

Типичный сибирский ГРП (нефтяная скважина)

$x_f$	28,7	метры
$w_f$	1,3	миллиметры
$k_f$	7692,0	миллдарси
Гидравлическая длина	170,0	метры
Объем подушки	35,0	$\text{м}^3$
Скорость закачки, $q_i$	4,0	$\text{м}^3/\text{мин}$
Кол-во песка	4,0	метрические тонны
Тип песка	16/30	мешков

Расчет FCD:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} = \frac{7692 \times 0,0013}{5 \times 28,7} = 0,07. \quad (3)$$

Расчет времени до пуско установившегося режима,  $t_{nyp}$ :

$$A = \pi r_e^2 = 3,14159 \times 250^2 = 1,96E + 05;$$

$t_{pDA}=0,12$  для квадратных систем с вертикальными трещинами,

$$t_{pss} = \frac{t_{pDA} \phi \mu C_t A}{0,00864 k} = \frac{0,12 \times 0,18 \times 1,5 \times (2,94E - 04) \times (1,96E + 05)}{0,00864 \times 5} = \\ = 43,2 \text{ days}. \quad (8)$$

Расчет  $t_{Dxf}$  для  $t_{nyp} = 43,2$  дня:

$$t_{Dxf} = \frac{0,00864 l t_{days}}{\phi \mu C_t x_f^2} = \frac{0,00864 \times 5 \times 43,2}{0,18 \times 1,5 \times (2,94E - 04) \times 28,7^2} = 28,6. \quad (6)$$

Найти  $p_D$  для  $t_D$ , рассчитанного ранее:

$$P_D = 6,75 \text{ для } t_{Dxf} = 28,6. \quad (\text{Рис. 3})$$

Рассчитать скрин для  $P_D$  при  $t_{Dxf} = 28,6$ :

$$S = p_D - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{3}{4} = 6,75 - \ln\left(\frac{250}{0,1}\right) + 0,75 = -0,32. \quad (11)$$

Этот маленький скрин, равный  $\sim 0,32$ , говорит о том, что проведена очень незначительная стимуляция пласта и что любой прирост дебита происходит за счет удаления положительного скрина, существовавшего в скважине до проведения ГРП. Существуют более эффективные приемы для избавления от повреждения призабойной зоны, чем ГРП подобного типа. На рис. 4 показан скрин, создаваемый ГРП данного типа для различных проницаемостей и других типичных данных сибирских коллекторов. Ясно видно, что подобный тип ГРП более подходит для пластов с низкой проницаемостью.

Нашей целью является создание трещины ГРП очень высокой проводимости. Была проведена встреча с представителями «Шлюмберже» с целью согласования желаемых параметров трещины ГРП ( $x_f$ ,  $w_f$ ,  $k_f$ ) с практической стороной работы ГРП при сохранении приемлемого уровня цен. Были проведены расчеты для различных значений  $x_f$ ,  $w_f$ ,  $k_f$  параметров проведения работ и их стоимости, результатом чего явились значения, приведенные в табл. 3.

Таблица 3.

ГРП «Шлюмберже» (нефтяные скважины)

$x_f$	50	метров
$w_f$	7,62	миллиметров
$k_f$	200 000	мдарси
Гидравлическая длина	70,0	метры
Объем подушки	5,4	$\text{м}^3$
Скорость закачки, $q_i$	2,5	$\text{м}^3/\text{мин}$
Кол-во песка	18,14	метрические тонны
Тип песка	16/30	мешков

Расчет скрина проводился с использованием процедуры, приведенной выше. Сравнительные результаты приведены в табл. 4. Ясно видно, что трещины ГРП очень высокой проводимости значительно увеличивают добывные возможности сибирской скважины проницаемостью в 5 мдарси. Для достижения проводимости трещины ГРП, приведенной в табл. 3, необходимо применение технологии «концевого экранирования». Результаты расчетов показаны на графике рис. 4. Теперь можно сравнить трещины высокой проводимости с трещинами низкой проводимости. Прошу заметить, что скрины, получаемые в результате работ по созданию трещин высокой проводимости, остаются достаточно эффективными даже при 100 мдарси. Однако ясно видно, что для проницаемостей пластов более 5 мдарси необходимо создание трещин большей проводимости. Это может быть достигнуто путем увеличения ширины трещины  $w_f$  и проницаемости пропанта  $k_f$ . Например, размер пропанта может быть увеличен с 16/30 с проницаемостью 200 000 мдарси до 12/20 с проницаемостью 500 000 мдарси при увеличении ширины трещины до 10 мм. По-

добная комбинация увеличит  $k_f w_f$  с 1500 до 5000 и понизит скрин с -3,4 до -4,3 для скважины 50 мдарси. Абсолютно необходимо рассчитывать каждую работу ГРП отдельно, используя конкретные данные по скважине для получения правильных результатов.

На рис. 5 сравнивается дебит, который можно ожидать со скважины в каждом случае при наличии соответствующей системы механизированного подъема жидкости, для уменьшения забойного давления до 50 атм. При расчете этих индикаторных кривых используется поправка Богеля, так как 50 атм. лежит ниже давления насыщения в 120 атм. Прошу отметить, что умеренно-поврежденная сибирская скважина (скрин = +7) дает 19 м<sup>3</sup>/день. Несмотря на то что типичный ГРП недостаточно эффективен для стимуляции, добыча увеличивается до ~39 м<sup>3</sup>/день из-за удаления повреждения призабойной зоны. Используя те же критерии подбора системы механизированного подъема жидкости, что и для высокопроницаемых трещин ГРП для большого диапазона проницаемостей пластов, которые можно найти в России.

Таб. 4

	«Шлюмберже»	Типичный ГРП
$F_{CD}$	6,1	0,07
$t_{hyp}$	43	43
$t_{Dx} @ t_{hyp}$	9,4	28,6
$P_D @ t_{hyp}$	2,46	6,75
скрин	-4,6	-0,3

Рис. 4. Зависимость создаваемого скрин-эффекта от проницаемости Сравнение типичного ГРП с ГРП «Шлюмберже»

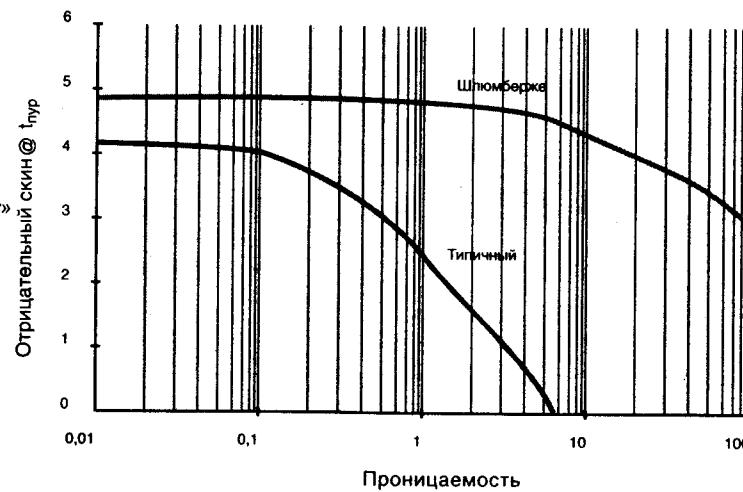


Рис. 5.  
Производительность скважин –  
без ГРП,  
типичный ГРП,  
ГРП «Шлюмберже»

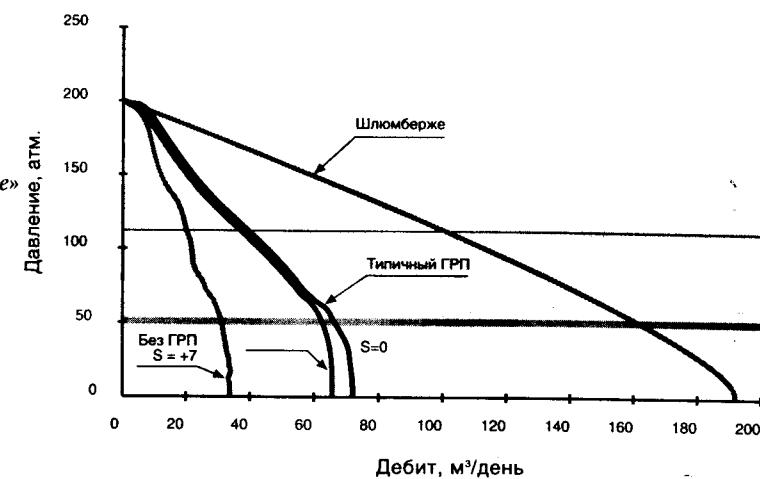


Рис. 6.  
Зависимость  
дебита  
от проницаемости:  
ГРП Шлюмберже



## Выводы

- В то время как дебит типичной сибирской скважины 5 мдарси при умеренном скине составляет  $\sim 20 \text{ м}^3/\text{день}$ ; эта же скважина, эффективно простимулированная, даст до  $175 \text{ м}^3/\text{день}$  в зависимости от забойного давления, создаваемого системой меходобычи.
- На скважинах с проницаемостями от 20 до 50 мдарси после эффективного ГРП и с соответствующей системой меходобычи можно ожидать дебиты от 500 до  $1200 \text{ м}^3/\text{день}$ .
- При проницаемости пласта более 5 мдарси в России проводимость трещины  $k_f w_f$  ГРП должна быть не меньше 1500 мдарси-метров.
- Традиционные ГРП неэффективны на средних проницаемостях российских коллекторов. С особым вниманием надо следить за тем, чтобы в Россию не просочились низко-проницаемые работы ГРП из Северной Америки.
- Остаточный скин, создаваемый в результате проведения ГРП, рассчитывается путем определения  $p_D$  по типовым кривым в момент достижения псевдоустановившегося режима.
- Необходимы ГРП на основе технологии концевого экранирования. Требуется очень высокая проводимость трещины ГРП  $k_f w_f$  для эффективного проведения работ в пластах средней проницаемости.
- По окончании периода неустановившегося режима можно применять закон Дарси с отрицательным скином для расчета притока. Для расчета притока при давлениях ниже давления насыщения необходимо использовать поправку Богеля.
- Каждый ГРП должен рассчитываться индивидуально с использованием конкретных данных со скважины для получения правильной стимуляции. Эффективная геометрия трещин ГРП очень чувствительна к изменениям проницаемости в коллекторах средней проницаемости.

## Единицы

Давление, $P$	Атмосферы
Проницаемость, $k$	Миллодарси
Длина, $h, r, x_f, w_f$	Метры
Вязкость, $\mu$	Сантипуз
Дебит, $q$	Куб. метры в день
Сжимаемость, $C$	Атм $^{-1}$
Время, $t$	Дни

## Список литературы

- Meng H-Z., Proano E.A., Buhidma I.M., and Mach J.M. «Production System Analysis of Vertically Fractured Wells», paper SPE/DOE 10842, 1982.
- Mach J.M., Proano E.A., and Kermit E. Brown «A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift of Oil or Gas Wells», SPE 8025.
- Proano E.A., Mach J.M., and Brown K.E.:«Systems Analysis Applied to Producing Wells», paper No. 31 presented at the Congresso Panamericano de Ingenieria del Petroleo, Mexico City, Mexico, 1975.
- Cinco-Ley H., Samaniego F., and Dominguez N. «Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture», SPEJ (Aug 1978) 253-264.
- Prats M.: «Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Cases», SPEJ (June 1961) 105-118.
- McGuire W.J., and Sikora V.J. «The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity», Trans., AIME (1960) 219, 401-403.
- Vogel J.V. «Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells», JPT(Jan 1968) 83-92.
- Standing M.B. «Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive», JPT (Nov 1970) 1399-1400.
- Cooke C.E. Jr. «Effects of Fracturing Fluids on Fracture Conductivity», JPT(Oct 1975) 1273-1282.
- Elbel J.L. «Considerations for Optimum Fracture Geometry Design», SPE(Aug 1988)323-327
- Economides M.J., Nolte K.G., and et al. Reservoir Stimulation, second edition, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey; Copyright 1989, Schlumberger Educational Services.
- Earlougher R.E. Jr., Advances in Well Test Analysis, SPE Monograph Volume 5 of the Henry L. Doherty Series
- Hawkins, Murry F. Jr. «A Note on Skin Effect», Trans., AIME(1956)207, 356-357
- Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E. and Veatch R.W. Jr. Recent Advances in Hydraulic Fracturing, SPE Monograph Volume 12 of the Henry L. Doherty Series.
- Russell D.G. and Truitt N.E. « Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs», JPT (Oct 1964) 1159-1170; Trans., AIME, 231.