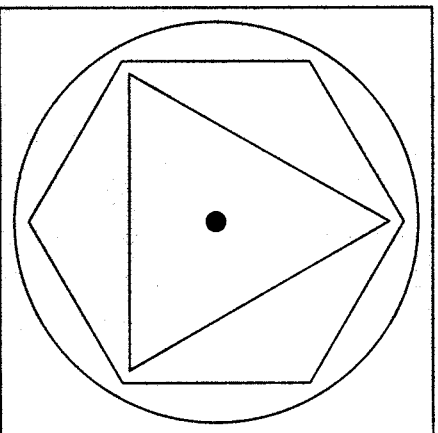


Производительность СКВАЖИН

РУКОВОДСТВО

Хеманга Мужерджи

Второе издание, дополненное



Москва 2001

Содержание

Предисловие автора

Предисловие

Глава 1. Введение 9

Узловой анализ 10

Глава 2. Плотностная система 12

Соотношение забойного давления с притоком 12

Однофазный поток 12

Коэффициент продуктивности 13

Коэффициент относительной продуктивности 14

Источники информации 17

Необходимые определения 18

Ранний 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

Системы закончивания 52

Потери давления в перфорационных отверстиях 54

Потери давления в гравийной набивке 64

Поток через НКТ и выкидные линии 67

Однофазный поток газа по трубе 69

Определение статического забойного давления 70

Определение динамического забойного давления 71

Многофазный поток 71

Объемное содержание жидкости 72

Глава 4.

Глава 3.

Глава 1.

Глава 2.

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
Анализ производительности скважин после стимуляции	94
Системы механизированного подъема жидкости	94
Насосная эксплуатация скважин	95
Лазерный скважин	96
Испытания перед кислородной обработкой	104
Испытания после кислородной обработки	111
А. Формулы потерь давления	122
Б. Корреляции физических свойств флюидов	132
Свойства нефти	132
Растворимость газа R_s	132
Коэффициент пластового объема (V_o) нефти	133
Вязкость нефти	137
Физические свойства газа	137
Коэффициент отклонения газа от идеального	140
Объемный коэффициент газа	143
Вязкость газа	143
Сжимаемость пород и жидкостей	145
Сжимаемость нефти (c_o)	145
Сжимаемость газа (c_g)	147
Сжимаемость порового объема породы (c_p)	148
В. Градиентные кривые	151
Расчет скорости газа	168
Частичное вскрытие пласта	170
Е. Корреляция Прагса	171
Ж. Характеристики скважин после ГРП	172б

Предисловие автора

Руководство по производительности нефтяных и газовых скважин представляет собой компиляцию материалов нескольких пятидневных школ, проводимых для инженеров компании «Дэлл Шлюмберге» (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 пластами можно найти в виде слайдов в Приложении Ж данного Руководства.

Я считаю необходимым поблагодарить за неоценимую помощь и предоставленные консультации лекций слушающей курса: Стива Вестердала, Боба Паранича, Дэвида Чеча, Вада Фредерика.

Автор также хотел бы поблагодарить Анилу 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.

Хеманга Мукерджи,
Денвер, 7 июня 1991 г.

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

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 «Дауэл Шлюмбергер», 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:

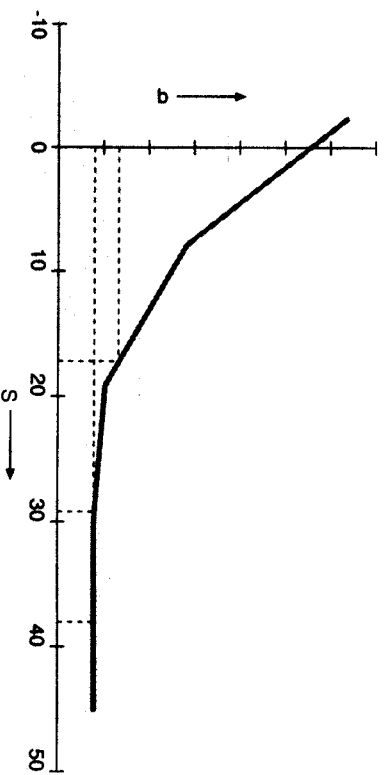
Пример 0.1.

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:

1. Трафик зависимости дебита от скина (рис. 0.1).
2. Кислотная обработка материнской породы удалит скин, связанный с повреждением породы, только если отверстия открыты.
3. В случае полного успеха, кислотная обработка (КО) уменьшает скин на 9, что составит 31.

4. Из рис. 0.1 видно, что удачная КО не отразится на дебите.

5. 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 нефтяногазодобывающей скважины представлено на рис. 1.1.

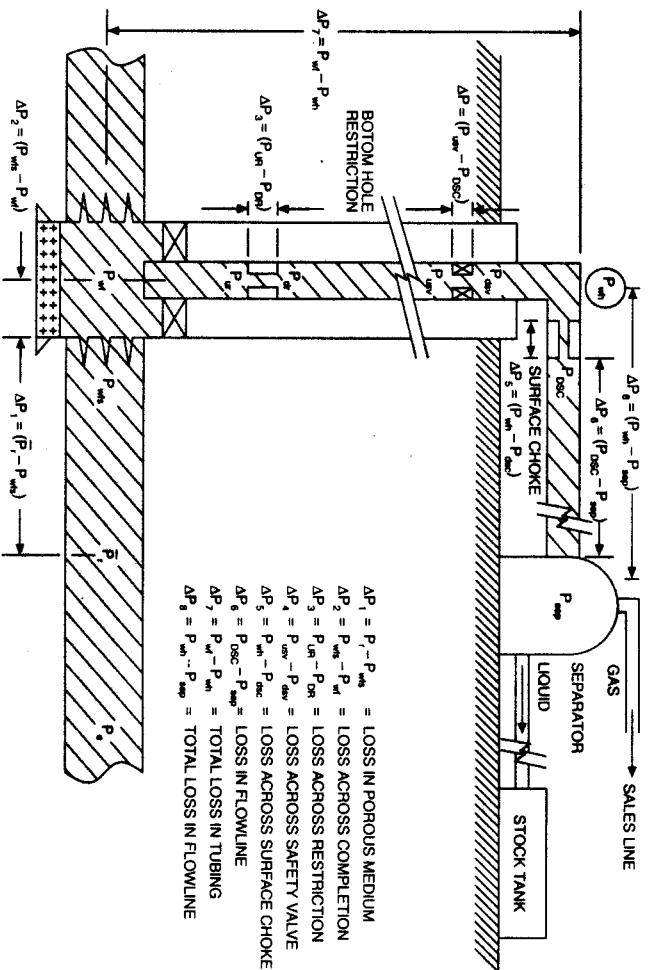


Рис. 1.1. Возможные потери давления в НГПС для фонтанирующей скважины

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

НПГС, 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 НПГС 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 НПГС, 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.

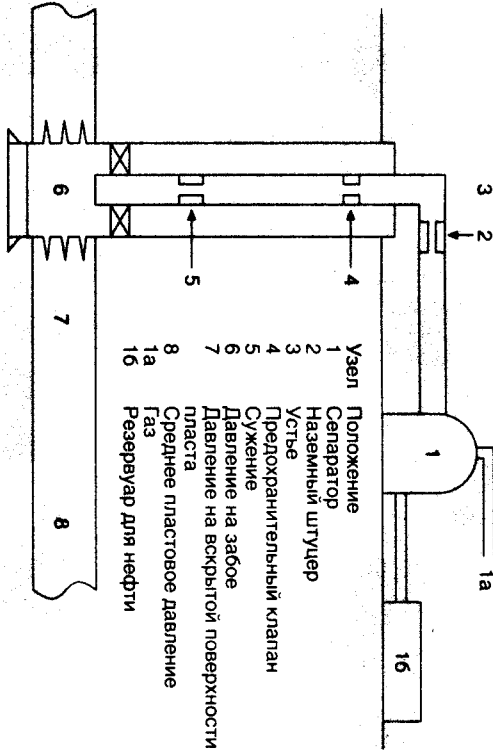
Давление в сепараторе выбирается таким образом, чтобы оптимизировать производительность и сохранить легкие углеводородные фракции в жидком состоянии. Давление регулируется с помощью механических устройств, таких, как регуляторы давления. Независимо от того, добывает скважина или нагнетает, существует 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 НПГС (рис. 1.2) между границей контура питания и сепаратором, где давление может быть рассчитано как функция потока жидкости. Два крайних узла в сложной НПГС – это граница контура питания (8) и сепаратор (1). Давления в этих узлах называются среднее пластовое давление \bar{P} 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_{ws} измерено манометром, прикрепленным к фонтанной или поточной арматуре. Если давление измеряется или вычитывается на каждом узле, то потери 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 НПГС, такого, как пористая среда, заканчивание, трубные конструкции, запорная арматура и т.д., объем протекающей жидкости (q) функционально связан с разностью давлений (Δp) на компоненте, т.е.

$$q = f(\Delta p). \quad (1.1)$$

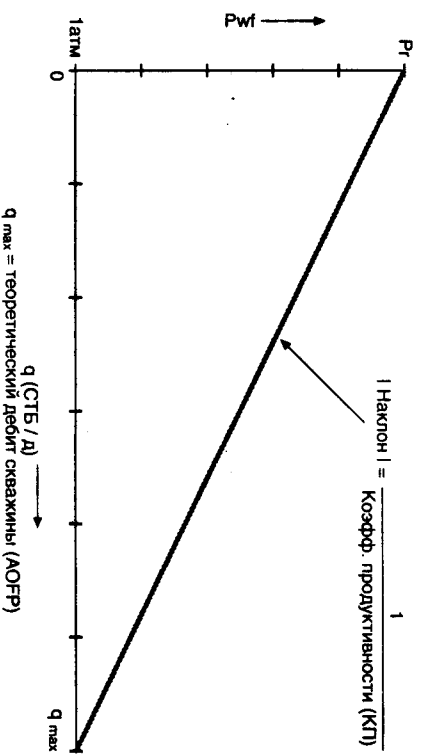
Рис. 1.2.
Положение
различных узлов
(Моч и др., 1981)



В последующих главах данного Руководства устанавливаются такие математические зависимости для различных компонентов НПГС. Основываясь на данных зависимостях, рассчитываются 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.

Глава 2. Пластовая система

Соотношение забойного давления с притоком



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 пластовым давлением и атмосферным давлением. Производительность, соответствующая атмосферному давлению на забое, обозначается АОФР – 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:

$$q_o = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} k_o h (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i + Dq_o \right]}, \quad (2.1)$$

q_o	-	приток нефти к скважине, стб/D (стандартных баррелей/день),
B_o	-	объемный коэффициент нефти, ббл/стб (баррелей/станд. баррель),
μ_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_i	-	суммарный скин,
Dq_o	-	псевдоскин, возникающий из-за турбулентности. В нефтяных скважинах это слабое, но значительное, особенно для низкопроницаемых коллекторов.

Можно показать, что при $r_e = 1.466$ фут, $r_w = 0.583$ фут, $s_i = 0$ и отсутствии турбулентности 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 (АОФР) – это максимальное возможный дебит скважины при забойном давлении, равном атмосферному. Коэффициент продуктивности (PI) – абсолютное значение наклона индикаторной кривой. Таким образом,

$$PI = \frac{q}{(P_r - P_{wf})}.$$

Исходя из закона Дарси

$$P_{oil} = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s_i \right]} = \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} \cdot \left(\frac{bbl}{psi - D} \right)$$

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 ($s_i = 0$)

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

где

$$\Delta P_{skin} = 0,87 m_s = 0,87 \left(\frac{162,6 q \mu B}{kh} \right) s_i,$$

m – наклон однолаторифмической прямой (Хорнер или МДН).

КОП также называют эффективностью 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

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141,2 \mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)},$$

$$\begin{aligned} h \text{ (эффективная мощность пласта)} &= 50 \text{ футов,} \\ P_e \text{ (начальное пластовое давление)} &= 3000 \text{ psi,} \\ P_{wf} \text{ (забойное давление)} &= 1000 \text{ psi,} \end{aligned}$$

В (объемный коэффициент) = 1,1 res bbl/stb,
 μ (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 ус-тановившемся 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 $q = \frac{920k}{7,73 + s}$.

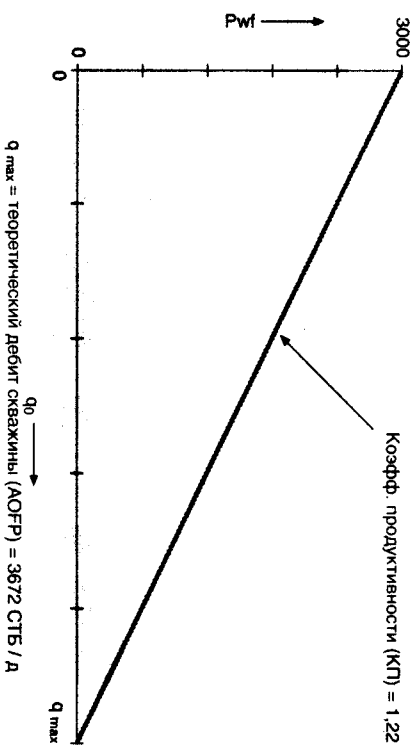
k (миллидарси)	$s=0$		$s=10$	
	q (ст. баррелей/день)	k (миллидарси)	q (ст. баррелей/день)	k (миллидарси)
10,0	1190	10,0	519	
1,0	119	1,0	52	
0,1	12	0,1	5	
0,01	1,2	0,01	0,5	

Если $k = 10$ миллиарси, 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 $k = 0,1$ миллиарси, 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 $P_r = 3000$ psig
 Температура пласта $T = 200$ °F (по Фаренгейту)
 Расстояние между скважинами $A = 160$ акров (43 560 футов²/акр)
 Диаметр ствола скважины $D = 12$ -1/4 дюйма (без обсадной колонны)
 Объемный коэффициент $B_o = 1,2$ (баррель / ст. баррель)
 Вязкость нефти $\mu_o = 0,8$ сантипуаза (предположим скин = 0 и отсутствие турбулентности)

Решение:

- Радиус контура питания $r_e = \sqrt{\frac{A * 43560}{\pi}} = 1490$ футов

Радиус скважины, $r_w = 0,51$ фута

Применяем закон Дарси для радиального притока

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

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.

- Коэффициент продуктивности (РП)

$$КП = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} = \frac{7,08 * 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 \right]} = 1,22 \left(\frac{hbl}{psi - D} \right)$$

Источники информации

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

$$\frac{kh}{\mu}, P_r, s, r_e.$$

Примечание:

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

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

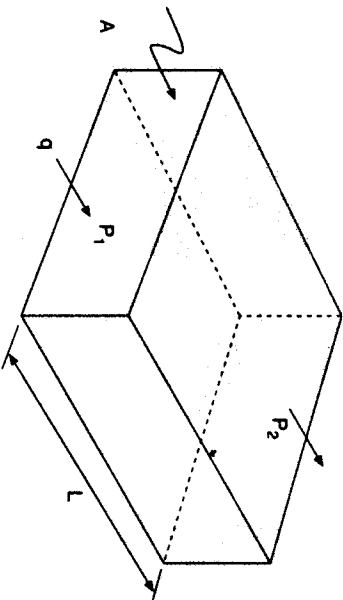
- Данные каротажа и исследования керна применяются для определения k и h .

Довольно часто при правильном проведении и интерпретации методов интерпретации исследований скважин приносят самые типичные значения таких параметров пласта, как kh/μ , 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, $\text{см}^3/\text{сек}$,
 μ – вязкость жидкости, сантипуаз,
 k – проницаемость породы, дарси,
 L – длина образца, см,
 A – площадь фильтрации, см^2 ,
 $P_1 - P_2$ – перепад давлений на образце, атмосфера.

Из этой формулы проницаемость пористой среды, равная одному дарси, определяется для однофазного потока вязкостью один сантипуаз, 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 значительно 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

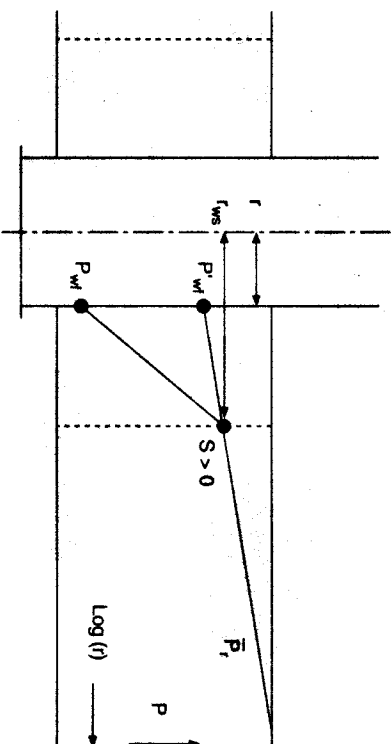
породе с низкой проницаемостью может существенно увеличить эффективную проницаемость породы.

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}_r): 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): 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, фильтративной 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 «псевдоскином». 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.

