



**МООКБА**

**1988**

**publications de l'institut français du pétrole**  
collection "science et technique du pétrole" n° 25

**J. BURGER P. SOURIEAU**  
**M. COMBARNOUS**

avec la collaboration de  
**P. BIA B. SAHUQUET**

# **RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DU PÉTROLE LES MÉTHODES THERMIQUES**

**Préface de**

**H.J. RAMEY, Jr**  
Chairman and Professor,  
Petroleum Engineering Department  
Stanford University

1984

EDITIONS TECHNIP 27, RUE GINOUX 75737 PARIS CEDEX 15

**technip**

**Ж. БУРЖЕ  
П. СУРИО  
М. КОМБАРНУ**

# **ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

Под общей редакцией  
канд. техн. наук *В.Ю. Филановского*  
и док. техн. наук *Э.Э. Шпильрайна*



**МОСКВА "НЕДРА" 1988**

**ББК 33.36**  
**Б 91**  
**УДК 622.276.031**

**Б**  $\frac{2503010400 - 401}{043(01) - 88}$  -- 259-88

**ISBN 5-247-00 247-4 (русск.)**  
**ISBN 5-7108-0450-5 (франц.)**

**© 1984, Editions Technip - Paris**

**© Перевод на русский язык:**  
**Издательство „Недра”, 1988**

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Увеличение потребности в энергии и связанные с этим экологические проблемы вызвали рост интереса к методам повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому были проведены серьезные исследования, посвященные выяснению вклада этих методов в увеличение мировой добычи нефти.

Сегодня термические методы увеличения нефтеотдачи, помимо методов заводнения, рассматриваются как единственная реализуемая на промышленном уровне альтернатива.

К сожалению, термическим методам присущи определенные ограничения, препятствующие их широкому распространению. Некоторые из них имеют физическую природу, другие связаны с неблагоприятным воздействием на окружающую среду, имеется ряд других ограничений. Исследования последних лет позволяют распространить термические методы на разработку глубоководных пластов, пластов с повышенным внутрипластовым давлением, а также на месторождения с более широким спектром свойств нефтей, чем это предполагалось ранее. Результаты этих исследований затрагивают физические аспекты проблемы, их использование зависит от прогресса в развитии техники. Широко изучались вопросы юридического характера и проблемы воздействия термических методов на окружающую среду. Психологические аспекты проблемы менее очевидны, и тем важнее в них разобраться. Одним из таких психологических аспектов является страх перед сложностью природы тепловых процессов, а также широко распространенное неправильное понимание результатов термического воздействия. В решение этих вопросов авторы сделали серьезный вклад.

В книге дано подробное описание основных положений теории тепло- и массопереноса в пористых средах, а также химических превращений, протекающих в пласте при термическом воздействии. Наличие в пористой среде температурных градиентов может привести к возникновению свободной конвекции вследствие изменения плотности внутрипластовых жидкостей и газов. Для изучения подобных процессов необходимо рассматривать влияние давления, температуры и состава на равновесие в системе, состоящей из коллектора, нефти, воды и газообразных веществ. Помимо этого большое значение имеет процесс вынужденной конвекции, возникающий при нагнетании в пласт теплоносителя.

Первая треть книги посвящена теоретическим основам термических методов нефтедобычи. Остальной объем книги посвящен рассмотрению методов закачки теплоносителей и внутрипластового горения. В последней главе рассматриваются различные вопросы, связанные с применением термических методов разработки месторождений.

Книга представляет собой описание основных теоретических положений, экспериментов, проводимых на лабораторных стендах и в промышленных условиях. Она может служить справочным и учебным пособием как для научных работников, так и для инженеров-практиков, занятых

разработкой оборудования. Возможно ее использование в качестве основы краткого учебного курса высших учебных заведений.

Изложение материала построено на переходе от основных закономерностей процесса вытеснения нефти, изученных на лабораторных стендах и в ходе анализа полученных экспериментальных данных, к практическим аспектам промышленной нефтедобычи. По счастью авторы принимали непосредственное участие как в разработке технологии, так и в ее практической реализации. Таким образом, их роль не ограничилась лишь компиляцией.

И наконец, в книге собран обширный библиографический материал на различных языках. Она должна стать значительным вкладом в решение проблемы мирового производства энергии, так как помогает приоткрыть завесу над тайнами методологии нефтедобычи термическими методами.

*Г. Дж. Рэмей,  
декан и профессор нефтяного факультета  
Стенфордского университета, США.  
Март, 1984 г.*

## 1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЦЕССАХ ТЕПЛО- И МАССОПЕРЕНОСА

### 1.1.1. Теплопроводность в сплошной неподвижной среде

Перенос тепла, происходящий на молекулярном уровне в неизотермической неподвижной среде, называется теплопроводностью.

Для строгого описания переноса тепла, обусловленного теплопроводностью, необходимо использовать молекулярную теорию, учитывая при этом обмен энергией между молекулами и атомами. В классической физике принято допущение о существовании сплошной среды, близкой по свойствам к реальной, являющейся, однако, дискретной на молекулярном уровне.

Математическое описание теплопроводности при условии коллинеарности векторов плотности теплового потока  $\vec{\varphi}$  и градиента температуры  $T$  подчиняется закону Фурье:

$$\vec{\varphi} = -\lambda \overrightarrow{\text{grad}} T, \quad (1.1)$$

где  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности в направлении градиента температуры.

В более общем случае тепловой поток, распространяющийся за счет теплопроводности в какой-либо сплошной среде, связан с градиентом температуры следующей линейной зависимостью:

$$\vec{\varphi} = -\overline{\lambda} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T \quad (1.2)$$

где  $\overline{\lambda}$  — тензор теплопроводности.

Это соотношение, определенное для стационарного режима, используется и для описания переходных процессов.

В настоящее время существуют теории, объясняющие теплопроводность как в чистых веществах, так и в телах сложного состава любых агрегатных состояний. Однако теоретические расчеты коэффициентов теплопроводности дают удовлетворительные результаты при использовании кинетической теории газов только для газообразных тел (табл. 1.1).

### 1.1.2. Теплопроводность и конвекция

При движении неизотермических жидкостей на молекулярный перенос тепла оказывают влияние поля скоростей, т.е. передача тепла происходит не только за счет теплопроводности, но и в результате конвек-

## Свойства некоторых веществ

## Газы

Вещество	$\lambda$ при 20 °С		$M \cdot c_p$		Плотность $\rho$ (20 °С, 1 атм) ( $10^{-3}$ г/см <sup>3</sup> )	Вязкость $\mu$ при 20 °С, $10^{-4}$ Пз
	$10^{-3}$ ккал/ (м·ч·°С)	$10^{-3}$ Вт/ (м·°С)	$M \cdot c_p$ (кал·моль <sup>-1</sup> ·°С <sup>-1</sup> )	$T$ , (К)		
O <sub>2</sub>	22,4	26	$8,27 + 0,000258 T - 187\ 700/T^2$	300–5000	1,331	2,02
	22	25,5	$6,5 + 0,00100 T$	300–3000	1,165	1,75
(H <sub>2</sub> O) пар	14,5	17	$8,22 + 0,00015 T + 0,00000134 T^2$	300–2500	–	0,95
CO <sub>2</sub>	13,7	16	$10,34 + 0,00274 T - 195\ 500/T^2$	273–1200	1,842	1,48
CO	21,5	25	$6,60 + 0,00120 T$	273–2500	1,165	1,75
CH <sub>4</sub>	17	19,7	$5,34 + 0,0115 T$	273–1200	0,668	1,09
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	29	33,5	$4,1 + 0,0215 T$	250–650	1,178	1,01
He	129	150	4,97		0,165	1,86

## Жидкости

Вещество	$\theta$ , °С	$\lambda$		$c_p$ , °С) кал/(г·°С)	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	Вязкость $\mu$ , сПз
		ккал/(м·ч·°С)	Вт/(м·°С)			
Вода (при атмосферном давлении или при давлении насыщения)	0	0,475	0,552	1,0074	0,9999	1,792
	20	0,514	0,598	0,9988	0,9982	1,002
	100	0,586	0,682	1,0070	0,9584	0,282
	120	0,589	0,686	1,014	0,9431	0,235
	200	0,572	0,666	1,074	0,8647	0,136
	300	0,465	0,541	1,40	0,7125	0,0935
Бензол	20	0,127	0,148	0,412	0,879	0,65
Гексан	20	0,115	0,134	0,534	0,659	0,33
Циклогексан	20	0,107	0,124	0,435	0,779	1,02

Продолжение табл. 1.1

## Твердые тела

Вещество	$\theta, ^\circ\text{C}$	$\lambda$		$c_p,$ кал/(г $^\circ\text{C}$ )	$\rho_p,$ г/см $^3$
		ккал/ м $^\circ\text{C}$	Вт/(м $^\circ\text{C}$ )		
Чистая медь	20	340	395	0,091	8,93
Алюминий	20	180	209	0,215	2,7
Чистое железо	0	51	59	0,111	7,85
Латунь	20	70–100	81–116	0,091	8,6
Бронза	20	53	62	0,090	8,7–8,9
Монокристаллический кварц:					
при потоке тепла, перпендикулярном основной кристаллической плоскости	0	6,5	7,5	0,167	2,65
при потоке тепла, параллельном основной кристаллической плоскости	100	4,3	5	0,206	2,65
при потоке тепла, перпендикулярном основной кристаллической плоскости	0	9,5	11	0,167	2,65
при потоке тепла, параллельном основной кристаллической плоскости	100	6,9	8	0,206	2,65
Стекловидный кварц	0	1,2	1,42	0,18	2,21
	100	1,25	1,45	0,18	2,21
Пирекс	20	0,97	1,13	0,18	2,23
Базальт	20	1,4–1,5	1,6–1,75	0,2	2,65–2,7
Гранит	20	2,5	2,9	0,18	2,75
Полевой шпат	20	1,8	2,1	–	–

## Природные пористые среды

Вещество	Пористость	$\lambda^*$		$c^*$ , кал/(г·°С)	$\rho^*$ , г/см <sup>3</sup>
		ккал/ (м·ч·°С)	Вт/(м·°С)		
Песчаник сухой	0,196	0,75	0,9	0,183	2,08
Песчаник, насыщенный нефтью	0,196	1,16	1,35	0,252	2,28
Песчаник, насыщенный водой	0,196	2,35	2,75	—	—
Пористый сипт	0,19	0,6	0,7	0,204	1,92
Сланец сухой	0,71	0,9	1,05	0,192	2,32
Сланец, насыщенный водой	0,71	1,45	1,7	0,213	2,39
Известняк сухой	0,186	1,45	1,7	0,202	2,20
Известняк, насыщенный нефтью	0,186	1,85	2,15	—	—
Известняк, насыщенный водой	0,186	3,05	3,55	0,266	2,39
Песок сыпучий тонкий, пропитанный:					
воздухом	0,38	0,5	0,6	0,183	1,64
нефтью	0,38	1,2	1,4	—	—
водой	0,38	2,35	2,75	0,339	2,02
Песок сыпучий грубый, пропитанный:					
воздухом	0,34	0,5	0,55	0,183	1,75
нефтью	0,34	1,4	1,65	—	—
водой	0,34	2,65	3,05	0,315	2,08

Примечание. Величины, отмеченные \*, являются усредненными эффективными величинами. Справочные экспериментальные данные определены при 32 °С [1.25].

ции — переноса энергии перемещающимися частицами жидкости или газа.

При ламинарном течении параметр  $\lambda$  в соотношении (1.2) — коэффициент теплопроводности в неподвижной жидкости. При турбулентном режиме течения суммарная теплопроводность возрастает вследствие влияния эффекта перемешивания, характерного для данного режима. Следует отметить, что в месторождениях углеводородов реализуются, как правило, ламинарные течения.

### 1.1.3. Излучение

Излучением называется передача энергии в виде электромагнитных волн. В вакууме они распространяются со скоростью света и не затухают. Любое тело постоянно излучает электромагнитные волны, причем их интенсивность и спектральный состав зависят от характеристик поверхности тела и его температуры. Экспериментально установлено, что чем выше температура тела, тем сильнее излучение. Если температура тела ниже  $500^\circ\text{C}$ , его излучение лежит в инфракрасной области спектра и невидимо.

Любое тело получает энергию извне вследствие излучения соседних тел. Падающая на тело энергия может частично отражаться, проходить через тело и поглощаться им. Тело, полностью поглощающее падающую на него энергию электромагнитного излучения, называется абсолютно черным телом. Распределение энергии в спектре излучения абсолютно черного тела подчиняется закону Планка. Плотность потока энергии, излучаемой абсолютно черным телом во всех направлениях и по всем частотам спектра, описывается законом Стефана—Больцмана:

$$\varphi_0 = \sigma T^4, \quad (1.3)$$

где  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-4}$ .

Сравнение энергий, получаемых реальным и абсолютно черным телами при одинаковой температуре, позволяет определить общий коэффициент излучения реального тела

$$\varphi = \epsilon \varphi_0 = \epsilon \sigma T^4. \quad (1.4)$$

Коэффициент излучения, изменяющийся от 0 до 1, зависит от температуры тела и характеристик его поверхности (табл. 1.2). Заметим, что при любой длине волны коэффициент поглощения реального тела равен его относительному коэффициенту излучения  $\epsilon$ .

Если какое-либо реальное тело с температурой  $T$  помещено в замкнутую полость значительного объема, стенки которой можно рассматривать как абсолютно черное тело с температурой  $T_0$ , то энергетический баланс данного реального тела может быть записан в следующем виде:

$$\varphi = \epsilon \sigma (T^4 - T_0^4), \quad (1.5)$$

где  $\varphi$  — количество тепла, теряемого единицей поверхности тела в единицу времени (плотность теплового потока).

Таблица 1.2

## Коэффициенты излучения

Металлы и их окислы	$\theta$ , °C	Коэффициенты излучения
Сталь нержавеющая полированная	100	0,074
Сталь полированная	100	0,066
Железо полированное	427-1027	0,14-0,38
Железо шлифованное	100	0,17
Необработанная сталь	938-1000	0,55-0,61
Полированное железо	900-1038	0,55-0,60
Железо оксидированное	100	0,74
Алюминий полированный	100	0,095
Алюминий грубо отполированный	100	0,18
Серебро полированное	100	0,052
Медь полированная	100	0,052
Окись меди	800-1100	0,66-0,54
Латунь полированная	24	0,053
	100	0,06
Латунь, окисленная при нагреве до 600 °C	200-800	0,61-0,59
Различные вещества		
Вода	0-100	0,95-0,963
Лист алюминия	100	0,087
Лист алюминия + 1-2 слоя нефти	100	0,561-0,574
Кварц:		
плавленый, с шероховатой поверхностью	21	0,91
стекло толщиной 1,98 мм	282-838	0,90-0,41
стекло толщиной 6,88 мм	282-838	0,93-0,47
матовый	300-338	0,92-0,68
Шлифованное стекло		0,93

Аналогично можно получить выражение для количества энергии, которой обмениваются два реальных тела, если известны их температуры, коэффициенты излучения и формы поверхностей.

Рассмотренные соотношения, строго говоря, справедливы лишь для установившегося теплового режима. Однако их используют и для описания переходных процессов, хотя данное приближение верно лишь при достаточно медленном изменении температуры тел.

В приведенных рассуждениях предполагалось, что обмен энергией посредством излучения происходит между телами, погруженными в идеально прозрачную среду. Среды, содержащие такие компоненты, как  $O_2$ ,  $H_2$  и  $N_2$ , имеют высокую степень прозрачности, чего нельзя сказать о средах, содержащих  $CO_2$ ,  $H_2O$  или углеводороды.

### 1.1.4. Диффузия вещества

В неоднородной смеси различных химических компонентов градиенты концентрации или температуры обуславливают появление потоков вещества. Строгое количественное описание подобных перемещений весьма сложно. Обычно диффузию вещества описывают в виде линейной зависимости, аналогичной закону Фурье, между плотностью потока вещества и градиентом концентрации. Диффузия возникает под воздействием градиентов химического потенциала. Плотность потока одного компонента  $A$  раствора, вызванного только градиентом концентрации, можно записать в виде закона Фика:

$$\vec{\Psi} = -\rho D \vec{\text{grad}} w_A, \quad (1.6)$$

где  $\rho$  — плотность раствора;  $w_A = \rho_A/\rho$  — массовая доля компонента  $A$ ;  $\rho_A$  — плотность компонента  $A$ ;  $D$  — коэффициент молекулярной диффузии компонента  $A$  в растворе.

Плотность диффузионного потока  $\psi$  выражена в единицах массы на единицу поверхности и времени. Значение  $D$  зависит от природы диффундирующих компонентов, температуры и давления.

Так же как и при теплопроводности, турбулентное течение в растворе приводит к усилению чистой диффузии. Эти эффекты можно описать выражением, аналогичным (1.6), но с вводом коэффициента кажущейся (эффективной) диффузии, значение которого превышает коэффициент молекулярной диффузии  $D$ .

### 1.1.5. Перенос количества движения

При рассмотрении перемещающейся жидкости существует известная аналогия между переносом тепла и массы в результате теплопроводности и диффузии и переносом количества движения.

Так, при ламинарном изотермическом течении несжимаемой жидкости неоднородность поля скоростей (или количества движения) приводит к появлению потока количества движения, плотность которого пропорциональна градиенту скорости.

Этот процесс описывается линейной зависимостью между тензорами вязкости и скорости деформации с коэффициентом пропорциональности  $\mu$  — динамической вязкостью жидкости. Для данной жидкости  $\mu$  зависит только от давления и температуры (см. раздел 1.5.1) и играет ту же роль, что и коэффициенты теплопроводности или молекулярной диффузии. В частности, в простейшем случае двумерного течения в направлении  $xx'$  с постоянным градиентом скорости в направлении  $z$  плотность потока количества движения  $\chi$  равна напряжению сдвига

$$\chi = -\sigma_x = -\mu \frac{\partial |u|}{\partial z}, \quad (1.7)$$

где  $z$  — координата, направленная перпендикулярно к вектору скорости  $u$ .

Отметим, что данное уравнение — закон Ньютона — справедливо только при установившемся движении жидкости.

При турбулентном течении вводят эффективную турбулентную вязкость, зависящую не только от давления и температуры, но и от интенсивности турбулентности.

## 1.2. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ, ОПИСЫВАЮЩИЕ СПЛОШНЫЕ СРЕДЫ

### 1.2.1. Уравнение сохранения массы (уравнение неразрывности)

В эйлеровых координатах при движении однокомпонентной жидкой фазы выражение сохранения массы жидкости внутри фиксированного объема приводит к уравнению неразрывности:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) = 0, \quad (1.8)$$

где  $\rho$  — плотность жидкости;  $\vec{u}$  — скорость ее течения.

Для смеси нескольких компонентов необходимо при нахождении баланса массы каждого из них учитывать молекулярную диффузию. Например, для химически инертного соединения  $A$ :

$$\frac{\partial \rho_A}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_A \vec{u}) = \operatorname{div}(\rho D \overrightarrow{\operatorname{grad}} w_A), \quad (1.9)$$

где  $\vec{u}$  — барицентрическая скорость течения жидкости;  $\rho_A$  — плотность компонента  $A$  в растворе;  $w_A$  — массовая концентрация компонента  $A$  в растворе ( $\rho_A = \rho w_A$ ).

Если рассматривать компонент, участвующий в химической реакции, необходимо в правую часть (1.9) добавить второй член, описывающий скорость образования компонента (или скорость его исчезновения) (см. раздел 2.2.2).

### 1.2.2. Фундаментальное уравнение динамики

Допустим, что имеется замкнутая область  $D$ , ограниченная поверхностью  $\Sigma$ . На каждую точку  $M$  поверхности  $\Sigma$  внешняя жидкая среда оказывает воздействие, причем поверхностная плотность  $\vec{T}(M)$  в точке  $M$  данного воздействия может быть выражена при помощи тензора нап-

ряжений  $\vec{\sigma}$  компонентов  $\sigma_{ij}$ \* следующим образом:

$$\vec{T}(M, \vec{n}) = \vec{\sigma} \cdot \vec{n} = \sigma_{ij} n_j \vec{K}_i,$$

где  $\vec{n}$  – вектор нормали к поверхности  $\Sigma$  в точке  $M$  в направлении от объема  $\Pi$ ;  $\vec{K}_i$  – единичные векторы пространства.

Пусть  $\vec{f}$  – объемная плотность сил, приложенных к сплошной среде ( $\vec{f} = \rho \vec{g}$ , если единственной приложенной силой является сила тяготения), тогда фундаментальное уравнение динамики в проекции на ось  $i$  имеет вид:

$$\rho \left( \frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j u_{i,j} \right) = f_i + \sigma_{ij,j}. \quad (1.10)$$

Для идеальной жидкости (рассмотренной Ньютоном) тензор напряжений записывается как

$$\sigma_{ij} = -p \delta_{ij} + \tau_{ij} = (-p + \lambda \epsilon_{kk}) \delta_{ij} + 2 \mu \epsilon_{ij}, \quad (1.11)$$

где  $p$  – давление;  $\epsilon_{ij} = (u_{ij} + u_{ji})/2$  – тензор степени деформации;

$$\tau_{ij} = \lambda \epsilon_{kk} \delta_{ij} + 2 \mu \epsilon_{ij}$$

– тензор вязкости.

\*В данном параграфе принято „соглашение о суммировании“ – суммирование проводится по каждому немому индексу, встречающемуся дважды, например, в трехмерном случае

$$a_i b_i = a_1 b_1 + a_2 b_2 + a_3 b_3$$

Вместе с тем знак  $A_i$  обозначает производную функции  $A$  относительно переменной  $x_i$ .

С учетом сказанного имеем, например:

$$\operatorname{div} \vec{u} = u_{i,i}.$$

Кроме того, используют символ Кронекера

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{при } i=j, \\ 0 & \text{при } i \neq j. \end{cases}$$

Уравнение энергии идеальной жидкости выводят непосредственно из фундаментального уравнения динамики (1.10) путем его скалярного умножения на скорость  $\vec{u}$ . Считая, что единственной приложенной силой является сила тяготения, и используя уравнение неразрывности (1.8), получают

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \rho \frac{u^2}{2} \right) + \operatorname{div} \left( \frac{\rho u^2}{2} \vec{u} \right) = \rho \vec{u} \cdot \vec{g} - \vec{u} \cdot \operatorname{grad} p + \operatorname{div} (\vec{\tau} \cdot \vec{u}) - \Phi_{\mu}, \quad (1.12)$$

где  $\Phi_{\mu} = \tau_{ij} u_j$ ,  $i$  – функция вязкостной диссипации, соответствующая преобразованию кинетической энергии внутри жидкости в тепло.

### 1.2.3. Сохранение энергии

Основные уравнения термодинамики. Для вывода уравнений сохранения энергии потребуются основные термодинамические функции: внутренняя энергия  $\mathcal{H}$ , энтальпия  $\mathcal{H}$ , энтропия  $S$  (отнесенные к единице массы).

Воспользуемся соотношениями, связывающими изменения энтальпии с изменениями параметров состояния – абсолютной температуры, давления  $p$  и удельного объема  $V$  (или плотности  $\rho = 1/V$ ). Лишь два из всех параметров состояния являются независимыми. Из определения внутренней энергии  $d\mathcal{H} = dQ + dW = TdS - pdV$  и энтальпии  $\mathcal{H} + pV$  следует

$$d\mathcal{H} = d\mathcal{H} + pdv + vdp = Td\mathcal{J}' + vdp = dQ + vdp \quad (1.13)$$

или

$$d\mathcal{H} = Td\mathcal{J}' + vdp = T \left( \frac{\partial \mathcal{J}'}{\partial T} \right)_{\tau} dT + T \left( \frac{\partial \mathcal{J}'}{\partial p} \right)_{\tau} dp + vdp. \quad (1.14)$$

При стационарном состоянии системы (без химических реакций) изменение энтальпии при постоянном давлении ( $dp = 0$ ) выражается следующим соотношением:

$$[d\mathcal{H}]_{\tau} = [dQ]_{\tau} = c_p dT = T \left( \frac{\partial \mathcal{J}'}{\partial T} \right)_{\tau} dT, \quad (1.15)$$

где  $c_p$  – удельная теплоемкость жидкости при постоянном давлении. С другой стороны,

$$\left( \frac{\partial \mathcal{J}'}{\partial p} \right)_{\tau} = - \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_{\tau}, \quad (1.16)$$

Заменив коэффициенты при  $dT$  и  $dp$  в (1.14), получим

$$d\mathcal{H} = c_p dT + \left[ v - T \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dp = c_p dT + (1 - \alpha T) v dp, \quad (1.17)$$

где  $\alpha = \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_p / v$  — коэффициент термического расширения.

Для идеальных газов  $\alpha = 1/T$ , при этом коэффициент при  $dp = 0$ .

Уравнение сохранения энергии в термодинамике выводится из фундаментального уравнения без учета динамики, записанного в наиболее общей форме, если исключить из него часть, представляющую собой механическую составляющую. В системе эйлеровых координат исходят из уравнения энергетического баланса для выделенной замкнутой области  $D$ , ограниченной поверхностью  $\Sigma$ , в которой определен вектор нормали  $\vec{n}$ , направленный от области  $D$ . При этом учитывают, с одной стороны, изменение во времени внутренней и кинетической энергии среды в объеме области  $D$ ; с другой — потоки внутренней и кинетической энергий через поверхность  $\Sigma$ ; кондуктивный поток тепла через поверхность  $\Sigma$ , а также влияние на область  $D$  силовых полей (интегралы по объему таких массовых сил, как сила тяготения, и интегралы по поверхности  $\Sigma$  удельных напряжений).

С учетом всех приведенных факторов можно записать

$$\begin{aligned} \int_A \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \rho \left( \mathcal{H} + \frac{1}{2} u^2 \right) \right\} dv &= - \int_{\Sigma} \rho \left( \mathcal{H} + \frac{1}{2} u^2 \right) \vec{u} \cdot \vec{n} d\sigma \\ &+ \int_{\Sigma} (\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T) \cdot \vec{n} d\sigma + \int_A \rho \vec{u} \cdot \vec{g} dv + \int_{\Sigma} (-p \vec{n} + \vec{\tau} \cdot \vec{n}) \cdot \vec{u} d\sigma. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Используя теорему Грина и имея в виду, что это выражение верно для любой области  $D$ , получаем

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \rho \left( \mathcal{H} + \frac{1}{2} u^2 \right) \right\} &= - \text{div} \left\{ \rho \left( \mathcal{H} + \frac{1}{2} u^2 \right) \vec{u} \right\} + \text{div} (\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T) \\ &+ \rho \vec{u} \cdot \vec{g} - \text{div} (p \vec{u}) + \text{div} (\vec{\tau} \cdot \vec{u}). \end{aligned} \quad (1.19)$$

Исключая из (1.19) члены, описывающие механическую энергию идеальной жидкости (1.2.5), получаем уравнение энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \mathcal{H}) = - \text{div} (\rho \mathcal{H} \vec{u}) + \text{div} (\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T) - \text{div} (p \vec{u}) + \vec{u} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} p + \Phi_{\mu}. \quad (1.20)$$

С учетом выражения для энтальпии

$$\operatorname{div}(\rho \cdot \mathcal{H} \cdot \vec{u}) = \operatorname{div}(\rho h \vec{u}) + \operatorname{div}(\rho \vec{u}),$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \cdot \mathcal{H}') = \frac{\partial}{\partial t}(\rho h) + \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

можно записать уравнение для энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \mathcal{H}) = -\operatorname{div}(\rho \cdot \mathcal{H} \cdot \vec{u}) + \operatorname{div}(\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T) + \frac{\partial \rho}{\partial t} + \vec{u} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} \rho + \Phi_{\kappa}. \quad (1.21)$$

Последнее может быть преобразовано при помощи уравнения неразрывности (1.8), так как

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho \cdot \mathcal{H}') + \operatorname{div}(\rho \cdot \mathcal{H}' \cdot \vec{u}) &= \rho \left[ \frac{\partial \mathcal{H}'}{\partial t} + \vec{u} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} \mathcal{H}' \right] \\ + \mathcal{H}' \left[ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{u}) \right] &= \rho \left[ \frac{\partial \mathcal{H}'}{\partial t} + \vec{u} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} \mathcal{H}' \right] = \rho \frac{D \mathcal{H}'}{D t}, \end{aligned}$$

где

$$\frac{D}{D t} = \frac{\partial}{\partial t} + \vec{u} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}}.$$

Тогда (1.21) принимает вид

$$\rho \frac{D \mathcal{H}'}{D t} = \operatorname{div}(\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T) + \frac{D \rho}{D t} + \Phi_{\kappa} \quad (1.22)$$

или, с учетом (1.17):

$$\rho c_p \frac{D T}{D t} = \operatorname{div}(\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T) + \alpha T \frac{D \rho}{D t} + \Phi_{\kappa}. \quad (1.23)$$

При решении прикладных задач для малых скоростей течения и медленного изменения давления во времени часто пренебрегают членами  $\alpha T (D \rho / D t)$  и  $\Phi_{\mu}$ .

Следует отметить, что если рассматривать смесь, состоящую из различных компонентов и фаз, в которой могут протекать и химические реакции, то общее уравнение энергии (1.22) усложняется, так как энтальпия  $h$  зависит от массовых концентраций  $w_j$  различных компонентов и фаз  $J$ , присутствующих в смеси и распределение которых изменяется во времени и в пространстве:

$$\mathcal{H} = \sum_j w_j \mathcal{H}_j. \quad (1.24)$$

При фиксированном давлении  $p$  и температуре  $T$  выражение для удельной энтальпии  $\mathcal{H}_{A,2}$  компонента  $A$ , претерпевшего переход из состояния 1 при температуре  $T^* < T$  в состояние 2, с учетом скрытой теплоты фазового перехода  $L_A$  имеет вид:

$$\mathcal{H}_{A,2}(T) = \mathcal{H}_{A,1}^0(T_0) + \int_{T_0}^{T^*} c_{p,A,1} dt + \mathcal{L}_A(T^*) + \int_{T^*}^T c_{p,A,2} dT, \quad (1.25)$$

где  $\mathcal{H}_{A,1}^0$  — энтальпия образования компонента  $A$  в физическом состоянии 1 при начальной температуре  $T_0 < T^*$ .

Следовательно, для смеси, состоящей из нескольких компонентов и фаз, в которой могут протекать химические реакции и фазовые переходы, можно использовать общее уравнение энергии (1.22) при условии, что энтальпия выражается с помощью соотношений (1.24) и (1.25).

Если необходимо записать уравнение теплового баланса, используя в качестве переменных только давление и температуру, то можно использовать уравнение (1.23), дополнив его членами, характеризующими тепловые эффекты, происходящие при химических реакциях и фазовых переходах.

Кoeffициент переноса. Все возможные явления переноса в жидкой фазе строго описываются системой из трех уравнений: энергии, неразрывности и движения данной фазы (с учетом начальных и граничных условий системы).

При невозможности получения строгого решения данной задачи прибегают к понятию обобщенного коэффицента переноса, позволяющего определить плотности теплового потока для систем с четко определенной конфигурацией.

Так, при течении жидкости со средней температурой  $T_f$ , находящейся в контакте с твердым телом, температура которого  $T_s$ , теплообмен между жидкостью и твердым телом может быть описан формулой

$$\varphi = h(T_f - T_s), \quad (1.26)$$

где  $\varphi$  — поток тепла через единицу площади поверхности раздела фаз твердое вещество — жидкость (или в некоторых случаях через единицу объема);  $h$  — коэффицента переноса (теплоотдачи), определяемый обычно гидродинамическими и термическими условиями, размерность которого зависит от  $\varphi$ .

При поиске эмпирических закономерностей для решения специфических задач вводят безразмерные параметры. Так, если  $\varphi$  определяет плот-

ность потока тепла, то используют число Нуссельта:

$$Nu = \frac{hl}{\lambda},$$

где  $l$  и  $\lambda$  — соответственно характерный размер и коэффициент теплопроводности.

Различают два типа тепловых процессов, происходящих при движении жидкой фазы: естественную и вынужденную конвекции. В обоих случаях характеристики жидкой фазы определяются числом Прандтля  $Pr = \mu c_p / \lambda$ , где  $\mu$  — динамическая вязкость;  $c_p$  — удельная теплоемкость при постоянном давлении;  $\lambda$  — теплопроводность.

Гидродинамические условия в задачах с вынужденной конвекцией обычно описываются с помощью числа Рейнольдса  $Re = Vl/\nu$ . Здесь  $V$  — скорость жидкости,  $\nu = \mu/\rho$  — кинематическая вязкость,  $l$  — характерный размер.

В задачах, рассматривающих естественную конвекцию, тепловые условия внутри системы характеризуются числом Грасгофа  $Gr = (a/\nu^2)l^3 g \Delta T$ , где  $a$  — коэффициент теплового расширения;  $\Delta T$  — разность температур в слое, толщина которого равна характерному размеру  $l$ .

В эмпирических формулах часто можно встретить числа Пекле  $Re Pr$  или Эзлея  $Gr Pr$ .

Следует отметить, что описание процессов переноса тепла с использованием коэффициента теплоотдачи или числа Нуссельта (в безразмерной форме) возможно лишь при изучении явлений на макрокопическом уровне. Иногда используют данные методы даже тогда, когда существует строгое математическое описание всех аспектов рассматриваемой задачи на микроскопическом уровне. Иначе говоря, коэффициент  $h$  чаще всего вводят или при анализе, в ходе которого пользуются безразмерными величинами, описывающими явление как целое, или в экспериментальных исследованиях; в ряде случаев  $h$  рассчитывают, исходя из строгой теории.

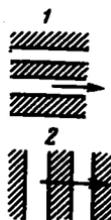
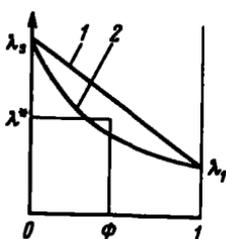
### 1.3. ТЕПЛО- И МАССОПЕРЕНОС В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

#### 1.3.1. Теплопроводность

В режиме стабилизированной стационарной теплопроводности пористую среду, насыщенную жидкостями, находящимися в состоянии покоя, можно рассматривать как сплошную, для которой вводят тензор эффективной теплопроводности  $\lambda^*$ . Величина компонентов тензора зависит от теплопроводности каждой фазы в объемах, занимаемых этими фазами (с учетом пористости, насыщенности), и от распределения их в рассматриваемой среде (структуры твердой фазы, степени смешиваемости компонентов жидкой фазы). При изучении нефти обычно считают, что пористые структуры термически изотропны; тогда тензор теплопроводности

Рис. 1.1. Схематические модели для определения эффективной теплопроводности:

1 — продольного распространения:  $\lambda^* = \Phi \lambda_f + (1 - \Phi) \lambda_s$ ; 2 — поперечного распространения:  $\frac{1}{\lambda^*} = \frac{\Phi}{\lambda_f} + \frac{1 - \Phi}{\lambda_s}$



обладает сферической симметрией, и можно ввести скалярную величину  $\lambda^*$  — коэффициент эффективной теплопроводности среды.

Если пористая среда заполнена лишь одной жидкостью, то параметр  $\lambda^*$  лежит между коэффициентами теплопроводности твердой  $\lambda_s$  и жидкой  $\lambda_f$  фаз. В этом случае можно показать, что эффективная теплопроводность заключена между теплопроводностями двух простых модельных структур, состоящих из параллельных пластов (рис. 1.1).

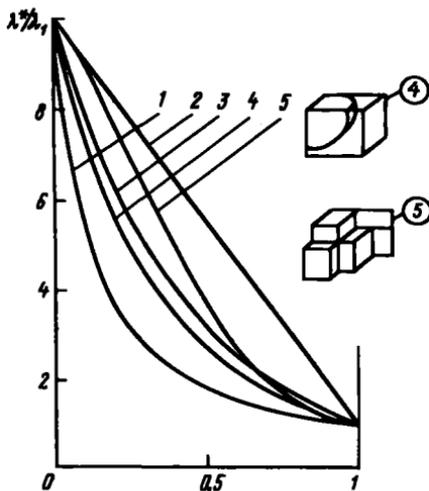
Были разработаны и более сложные модели эффективной теплопроводности сред [1.1]\*. Обычно за исключением нескольких часто используемых эмпирических моделей (например, модели средневзвешенной эффективной теплопроводности) при моделировании реальная пористая среда уподобляется простой упорядоченной геометрической структуре. Если такая структура выбрана, то эффективную теплопроводность можно оценить как на основе строгого расчета, так и прибегнув к упрощающим допущениям о том, что изотермические поверхности представляют

Рис. 1.2. Общепринятые модели для определения эффективной теплопроводности:

1 — поперечного распространения (см. рис. 1.1); 2 — продольного распространения (см. рис. 1.1); 3 — выравненной геометрической величины [1.1]:  $\lambda^* = \lambda_f^\Phi \lambda_s^{(1-\Phi)}$ ; 4 — модель Эйкана (строгое решение задачи) (см. [1.2]); жидкая фаза непрерывна, сферы твердой фазы дисперсны:

$$\lambda^* = \lambda_f \frac{2\Phi\lambda_f + (3-2\Phi)\lambda_s}{(3-\Phi)\lambda_f + \Phi\lambda_s};$$

5 — модель Микля (прямолинейные линии тока) (см. [1.3]):  $\Phi = b^2(3-2b)$ ;  $\lambda^* = \frac{b^2\lambda_f + (1-b)^2\lambda_s + 2b(1-b)\lambda_f\lambda_s}{b\lambda_s + (1-b)\lambda_f}$



\*См. также Дульнев Г.Н. „Процессы переноса в неоднородных средах“, Л., ЛИТМО, 1979. (Примечание ред.)

собой параллельные плоскости, а также о параллельности и прямолинейности распространения теплового потока. Некоторые из наиболее часто используемых моделей показаны на рис. 1.2 [1.1, 1.3].

Необходимо, однако, отметить, что теоретические модели эффективной теплопроводности включают в себя множество приближений и для получения точных значений желательнее использовать экспериментально определенные свойства (см. табл. 1.1).

### 1.3.2. Теплопроводность и конвекция

Если жидкость течет в неизотермической пористой среде, то перенос тепла происходит и в твердой, и в жидкой фазе. Следовательно, поле температур можно определить, допустив эквивалентность реальной среды двум или трем воображаемым непрерывным средам (см. раздел 1.4.3).

Прежде всего реальную теплопроводность следует описать, используя понятия эффективной теплопроводности, если скорости фильтрации насыщающих жидкостей не слишком велики [1.4]. Если же эффекты, связанные с вынужденной конвекцией, существенны по сравнению с эффектом теплопроводности, определение эффективной теплопроводности теряет всякий смысл.

Опыт показывает [1.5], что во всей области применимости понятия эффективной теплопроводности ее тензор не обладает сферической симметрией, так как течение жидкости приводит к появлению анизотропии. Эффективная теплопроводность  $\lambda_L^*$  возрастает в направлении течения жидкости с увеличением скорости ее фильтрации (рис. 1.3).

В тех случаях, когда скорости течения оказываются существенными, а также в средах со значительными размерами зерен и пор необходимо различать средние локальные температуры жидкой и твердой фаз. В этом случае пористую среду можно рассматривать в виде двух фиктивных сплошных сред, обладающих собственными тепловыми свойствами, причем теплообмен между средами определяется коэффициентом теплоотдачи.

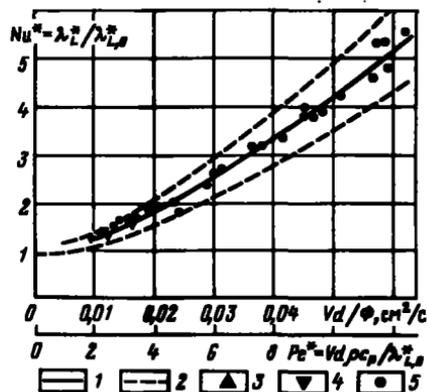


Рис. 1.3. Влияние скорости фильтрации воды через объем, заполненный стеклянными шариками, на продольную эффективную теплопроводность:

1 — кривая, полученная на основе экспериментальных данных Грина [1.5]; 2 — кривые предельных значений  $\lambda_L^*$ ; 3 — 500  $\mu$ ; 4 — 1000  $\mu$ ; 5 — 3000  $\mu$

### 1.3.3. Излучение

В прикладных задачах, посвященных изучению месторождений нефти, с учетом природы жидкостей, заполняющих поры, и дисперсности среды, излучение, которое, как правило, не влияет существенно на теплопередачу внутри среды, не учитывают. При необходимости оно включается в качестве составной части в эффективный коэффициент теплопроводности.

### 1.3.4. Диффузия — дисперсия

При течении неоднородной по составу жидкости через пористую среду возникающие в порах существенные градиенты скорости течения усиливают молекулярную диффузию в жидкости (наличие различных скоростей течения внутри каждой поры и существование пор различного диаметра). Это явление, называемое гидродинамической дисперсией, описывается соотношением, аналогичным соотношению (1.6), т.е. плотность молекулярного потока, обусловленного дисперсией внутри пор, равна

$$\vec{\Psi}_A = -\bar{K}_p \cdot \vec{\text{grad}} w_A . \quad (1.27)$$

Тензор дисперсии не обладает сферической симметрией, так как влияние на него скорости течения, выражаемое через гидродинамическую дисперсию, значительно сильнее вдоль течения, чем в поперечном его направлении (составляющая  $K_L$  вдоль течения превышает составляющую  $K_T$  в поперечном направлении).

Для определения  $K_L$  и  $K_T$  в различных средах при установившемся процессе было проведено множество экспериментальных работ [1.6]. Обычно их результаты представлены в виде  $K_L/D$  или  $K_T/D$  как функции диффузионного числа Пекле  $Pe_D = Ud/D$ , где  $D$  — коэффициент молекулярной диффузии,  $U$  — локальная скорость жидкости в порах;  $d$  — характерный размер „гранулометрический” среды (средний диаметр пор или зерен сыпучей среды). В области чистой молекулярной диффузии ( $Pe_D < 1$ )  $K_L$  меньше  $D$  вследствие извилистости линий изоконцентрации потока в пористой среде: так, в сыпучих средах  $K_L/D \approx 2/3$  [1.6]. Если  $Pe_D > 1$ , то  $K_L/D$  быстро увеличивается с ростом  $D$ ; в этом случае элементы тензора дисперсии могут значительно превосходить коэффициент диффузии.

## 1.4. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ ДЛЯ ПОРИСТЫХ СРЕД

### 1.4.1. Уравнение неразрывности

Рассмотрим уравнение неразрывности для однофазной гомогенной жидкости при отсутствии диффузии — дисперсии, а также в случае нали-

чия дисперсии. Уравнения получены для сред с одинаковыми размерами пор, полностью заполняемых жидкой фазой.

Уравнение неразрывности для непрерывной жидкой фазы.

Уравнение (1.8) для пористой среды имеет вид

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div} (\rho \vec{U}) = 0 \quad (1.28)$$

или

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{\Phi} \operatorname{div} (\rho \vec{V}) = 0. \quad (1.29)$$

Здесь  $U$  — средняя скорость жидкости в порах;  $\rho$  — плотность жидкости;  $V$  — скорость Дарси фильтрации жидкости;  $\Phi$  — пористость, причем

$$\vec{V} = \Phi \vec{U}.$$

Уравнение дисперсии. Из (1.27) для потока дисперсии в растворе, где есть градиент концентрации компонентов, можно получить следующее выражение закона сохранения массы компонента  $A$ , не участвующего в химической реакции:

$$\frac{\partial \rho_A}{\partial t} + \operatorname{div} (\rho_A \vec{U}) = \operatorname{div} (\rho \bar{K} \overrightarrow{\operatorname{grad}} w_A) \quad (1.30)$$

или

$$\frac{\partial \rho_A}{\partial t} + \frac{1}{\Phi} \operatorname{div} (\rho_A \vec{V}) = \operatorname{div} (\rho \bar{K} \overrightarrow{\operatorname{grad}} w_A). \quad (1.31)$$

Введя обозначение  $\rho_A = \rho w_A$ , раскрыв члены левой части уравнения (1.31) и используя уравнение неразрывности (1.29), получим

$$\rho \frac{\partial w_A}{\partial t} + \rho \frac{\vec{V}}{\Phi} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} w_A = \operatorname{div} (\rho \bar{K} \overrightarrow{\operatorname{grad}} w_A). \quad (1.32)$$

Можно вывести соотношения (1.30) и (1.31) усреднением величин по характерному элементарному объему пористой среды из уравнения для диффузии на микроскопическом уровне, введя член, описывающий конвекцию в каждой точке пористого пространства. Однако при таком подходе возникает ряд трудностей, которые не позволяют получить строгое решение. Доказательствами пригодности уравнения, описывающего явления дисперсии, являются в основном экспериментальные данные.

Если компонент  $A$  вступает в химические реакции, в (1.30) необходимо добавить члены, описывающие эти процессы.

### 1.4.2. Фундаментальное уравнение динамики

Фундаментальное уравнение динамики для пористых сред можно получить аналогично уравнению гидродинамической дисперсии, усреднив величины, входящие в уравнения, описывающие на микроскопическом уровне течение жидкости (например, в уравнение (1.10) для идеальной жидкости). Однако для решения прикладных задач оно малоэффективно, поэтому чаще обращаются к феноменологическому соотношению, известному как закон Дарси. Для установившегося режима одномерного течения однофазной жидкости этот закон записывается в форме

$$\vec{V} = - \frac{k}{\mu} (\text{grad } p - \rho \vec{g}), \quad (1.33)$$

где  $k$  — абсолютная проницаемость среды.

Полагают, что это соотношение верно при  $Re^* = Vd/\nu < 1$ . Здесь  $d$  — характерный размер „гранулометрический“ среды;  $\nu$  — кинематическая вязкость жидкости.

При описании течения многофазных жидкостей в пористых средах вводят аналогично (1.33) понятие относительной фазовой проницаемости среды. Тогда скорость фазы  $J$  согласно закону Дарси определяют как

$$\vec{V}_j = - \frac{k \cdot [k_{rj}(S_j)]}{\mu_j} (\text{grad } p_j - \rho_j \vec{g}). \quad (1.34)$$

Относительная фазовая проницаемость  $0 < k_{rj} < 1$  — безразмерный параметр, зависящий от насыщенности фазы  $S_j$ .

### 1.4.3. Уравнение сохранения энергии

В отличие от процессов массопереноса (течение, диффузия), в которых матрица (коллектор) из твердого тела является барьером, не участвующим в этих процессах, энергия передается и жидкой, и твердой фазами.

Для получения уравнения сохранения энергии следует остановиться на одной из следующих гипотез:

пористое тело — фиктивная непрерывная среда; тогда уравнение динамики температурного поля можно записать, применяя понятие эффективной теплопроводности (см. раздел 1.3.1) и используя уравнение энергии для непрерывной среды (1.20) или (1.21);

пористое тело — среда, состоящая из двух фиктивных непрерывных сред, представляющих собой твердую фазу и совокупность жидких фаз; тогда следует составить систему из двух уравнений, описывающих температурные поля в каждой среде, причем теплообмен между средами будет описан посредством коэффициента теплоотдачи.

Пористое тело — фиктивная непрерывная среда. Запишем уравнение сохранения энергии для пористой среды, заполненной лишь одной жидкостью, причем будем считать, что пористость среды  $\Phi$  однородна и постоянна. Допустим, что вязкостной диссипацией и влиянием градиента давления можно пренебречь. С учетом твердой (переменные с индексом  $s$ ) и жидкой (безындексные переменные) фаз в тепловом балансе имеем

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \Phi) \rho_s \mathcal{H}_s + \Phi \rho \mathcal{H}] = -\operatorname{div} (\rho \mathcal{H} \vec{V}) + \operatorname{div} (\bar{\lambda}^* \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T). \quad (1.35)$$

Это соотношение можно привести к более удобному виду, если раскрыть члены уравнения в левой части и первый член в правой части и использовать уравнение неразрывности (1.29). Действительно, при отсутствии химических реакций и фазовых переходов в пористой среде имеем  $d\mathcal{H}_s = c_s dT$  — для твердого тела и  $d\mathcal{H} \approx c_p dT$  — для жидкости. Тогда

$$(\rho c)^* \frac{\partial T}{\partial t} = -\rho c_p \vec{V} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T + \operatorname{div} (\bar{\lambda}^* \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T), \quad (1.36)$$

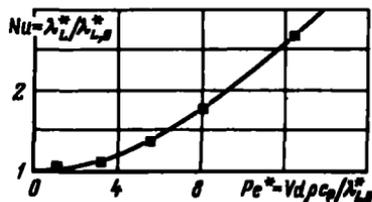
где  $(\rho c)^*$  — эффективная теплоемкость единицы объема пористой среды.

$$(\rho c)^* = (1 - \Phi) (\rho_s c_s) + \Phi (\rho c_p). \quad (1.37)$$

Если происходят химические реакции или фазовые переходы, в (1.36) необходимо включить дополнительные члены, описывающие данные процессы.

Многие экспериментальные работы посвящены изучению влияния скорости фильтрации жидкостей на теплопроводность в направлении течения  $\lambda_{\perp}^*$ . Однако эти работы проводились с сыпучими средами, поэтому полученные результаты имеют значительный разброс [1.4], [1.5], [1.7]. Можно показать ([1.4], [1.8]), что, начиная с определенной скорости движения жидкости,  $\lambda_{\perp}^*$  возрастает с увеличением скорости. При доказательстве этого пористую среду рассматривают как пучок параллельных капилляров и на основании уравнений, описывающих явления на микроскопическом уровне, рассчитывают процесс теплопереноса при течении нагретой жидкости в капилляре. Диаметр и толщину капилляра выбирают так, чтобы сохранить неизменными пористость и объемную поверхность пор среды. Естественно, замена пористой среды набором капилляров является грубым приближением, которое необходимо лишь для качественного описания явления и не претендует на количественное определение теплопроводности эталонной пористой среды (рис. 1.4).

Рис. 1.4. Влияние скорости фильтрации воды через пористую структуру из стекла на эффективную теплопроводность  $\lambda_L^*$  вдоль направления течения. Теоретические результаты, полученные на модели капилляра [1.4], [1.8]



При рассмотрении реальной среды в ходе определения закона изменения  $\lambda_L^*$  как функции скорости фильтрации необходимо помнить о двух важных моментах. Они являются следствием того, что, если учитывать теплопроводность естественных пород, при возрастании скорости течения, то теплоперенос, обусловленный конвекцией, значительно превышает теплоперенос вследствие теплопроводности. Причем этот эффект тем заметнее, чем выше скорость течения.

В этих условиях точность экспериментальных измерений  $\lambda_L^*$  при высоких скоростях течения мала. Вместе с тем при расчетах температуры высокая точность значений  $\lambda_L^*$  не является необходимой.

Пористое тело — две фиктивные среды. Коэффициент переноса. При этой гипотезе для каждой из фиктивных сред, моделирующих, соответственно, твердую или жидкую фазу, определяют среднюю температуру  $T_s$  или  $T_f$  и тензор эффективной теплопроводности  $\bar{\lambda}_s^*$  или  $\bar{\lambda}_f^*$ . Тогда уравнения сохранения энергии для каждой фазы записываются

$$\begin{cases} (1 - \Phi) (\rho_s c_s) \frac{\partial T_s}{\partial t} = \text{div} (\bar{\lambda}_s^* \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T_s) + h (T_f - T_s), \\ \Phi (\rho_f c_f) \frac{\partial T_f}{\partial t} = -\rho_f c_f \vec{V} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T_f + \text{div} (\bar{\lambda}_f^* \cdot \overrightarrow{\text{grad}} T_f) + h (T_s - T_f), \end{cases} \quad (1.38)$$

$$\bar{\lambda}_s^* + \bar{\lambda}_f^* = \bar{\lambda}^*. \quad (1.39)$$

Эта запись, кажущаяся простой, не должна вводить в заблуждение.

Коэффициенты  $\lambda_s^*$  и  $\lambda_f^*$  должны учитывать среди прочих параметров степень дисперсности твердой фазы для  $\lambda_s^*$  и  $\lambda_f^*$  и динамическую дисперсию, обусловленную наличием пористой среды для  $\lambda_f^*$ ;

теплообмен между фазами описывается членом, содержащим коэффициент теплоотдачи  $h$  (поток тепла через единичный объем пористой среды в единицу времени при разности температур в один градус), зависящим от скорости течения жидкостей, а также от характеристик матрицы и жидкостей. Величина  $h$  и пределы ее изменения изучены плохо;

если число Рейнольдса  $Re = \frac{V \sqrt{k}}{\nu}$ , характеризующее режим течения,

мало, то скачки температуры между двумя точками в каждой из фаз могут превышать  $(T_f - T_s)$  в одном и том же элементарном объеме. Это обстоятельство снижает интерес к понятию средней температуры жидкости и средней температуры твердого тела и увеличивает ценность гипотезы, в которой пористая среда заменяется фиктивной непрерывной средой.

Выбор приближения для описания пористой среды. При решении практических вопросов исследования месторождений более приемлем первый способ описания пористой среды. Действительно, скорость фильтрации жидкой фазы, как правило, не превосходит 1 м/сут (за исключением областей около скважин), откуда следует, что  $Pe^* = \rho c_p Vd / \lambda_{L,0} \ll 0,1$ . Так как влияние скорости течения на  $\lambda_L^*$  становится заметно лишь при  $Pe^* > 2$  [1.4] и [1.5], использование уравнения сохранения энергии (1.36) вполне оправдано.

Правильность данного выбора может быть подтверждена изучением одномерного течения нагретой жидкости в капилляре [1.8]. Это исследование позволило определить реальное изменение температур жидкости и капилляра; оно показывает, что профили температур  $T_s$  и  $T_f$  смещены друг относительно друга, однако при реализации быстро достигаемого асимптотического режима расстояние  $\Delta x$  ( $xx'$  — направление течения) между барицентрами профилей  $T_s$  и  $T_f$  остается постоянным. Отсюда можно сделать вывод, что если  $\Delta x$  велико, необходимо учитывать теплообмен между твердой и жидкой фазами, т. е. пользоваться вторым приближением, если же  $\Delta x$  мало — первым.

Численное решение задачи показывает, что при всех реализуемых в природе скоростях  $\Delta x \leq 10^{-2}$  см. Это позволяет считать, что матрица и жидкости имеют практически одинаковую температуру.

#### 1.4.4. Естественная и смешанная конвекция

Основные положения. Возникновение в пористой среде температурных градиентов обуславливает разницу в значениях плотности насыщающей жидкости, что может являться следствием влияния, например силы тяготения на поле скоростей течения жидкости в пористой среде. При наличии подобных эффектов говорят о естественной тепловой конвекции, если среда неподвижна, и о смешанной конвекции, если среда находится в состоянии вынужденного движения.

Множество теоретических и экспериментальных работ посвящено изучению тепловой конвекции в пористых средах [1.9] — [1.11]. Этот процесс, часто встречающийся на практике [1.12], имеет много общего с конвекцией в жидком слое.

Детально было изучено лишь изменение плотности насыщающей жидкости, обусловленное в первую очередь градиентами температуры, а не давления. Исследовали в основном слои однородных и изотропных пористых материалов, ограниченные параллельными, непроницаемыми и изотермическими плоскостями, расположенными горизонтально или наклонно. Следует, однако, заметить, что существуют теоретические

работы по определению критерия возникновения конвекции в некоторых частных случаях анизотропных сред [1.13] и [1.14].

В слое пористой среды скорость фильтрации  $V$  и температура  $T$  удовлетворяют системе уравнений (1.29), (1.33) и (1.36), если добавить к ним уравнение состояния для жидкости, которое с учетом принятых допущений имеет вид:

$$\rho = \rho_0 [1 - \alpha (T - T_0)]. \quad (1.40)$$

Эта система уравнений с введенными граничными условиями является основой для всех упрощенных теорий конвекции [1.15]. С другой стороны, с помощью этой системы уравнений можно получить некоторые безразмерные величины, позволяющие проанализировать явления. Именно так определяется число Рэлея для фильтрации, показывающее причину возникновения конвекции:

$$Ra^* = g \frac{\alpha \rho c_p}{\nu} \frac{k}{\lambda^*} \Delta T \cdot H = g \tilde{A} \frac{k}{\lambda^*} \Delta T \cdot H, \quad (1.41)$$

где  $\Delta T$  — разность температур на границах слоя толщиной  $H$  и проницаемостью  $k$  (рис. 1.5).

Перемещения жидкости, вызванные конвекцией, приводят к возрастанию среднего поперечного потока тепла, которое определяется числом Нуссельта:

$$Nu^* = \frac{\lambda_c}{\lambda^*}, \quad (1.42)$$

где  $\lambda_c$  — общая теплопроводность среды, в которой наблюдается конвекция.

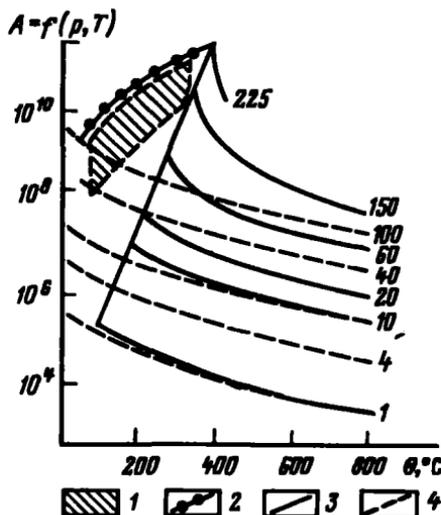


Рис. 1.5. Значения параметра  $A$  для уравнения (1.41) [1.11] (цифры на кривых — давление, бар):

1 — легкие жидкие фракции нефти; 2 — вода; 3 — водяной пар; 4 — воздух

Таблица 1.3

Критерий возникновения конвекции в горизонтальном слое для различных граничных условий [1.11]

Условия на тепловых границах (непроницаемые поверхности)		$(Ra_c^*)$	Размер ячеек при возникновении конвекции (см. рис. 1.5)	
нижней	верхней		$L_r/H$	$L_h/H$
Изолированная	Изолированная	12	Не возникает разбиения на ячейки	
Изотермическая	Изолированная	27,5	1,35	—
Изотермическая	Изотермическая	$4\pi^2$	1	1,33

Естественная конвекция в горизонтальном слое. Для горизонтального слоя критерий возникновения конвекции был рассчитан при различных граничных условиях [1.11] (табл. 1.3 и рис. 1.6). Если слой ограничен непроницаемыми изотермическими поверхностями, то теоретический критерий возникновения конвекции определяется как

$$Ra^* > Ra_c^* = 4\pi^2, \quad (1.43)$$

что хорошо согласуется с экспериментальными данными.

Если число Рэлея не слишком велико относительно  $Ra_c^*$ , то во всем объеме слоя существует стабильная сетчатая структура конвективных потоков, каждая ячейка которой представляет собой многогранную призму с вертикальной осью (рис. 1.6). Экспериментальные данные о размерах конвективных ячеек хорошо согласуются с теоретическими результатами, полученными на основе классической линейной теории.

Иной конвективный режим реализуется, если число  $Ra^* > 240-280$  в зависимости от природы пористой среды. Этот режим, называемый режимом флуктуационной конвекции, характеризуется большой частотой появления и исчезновения конвективных ячеек даже при установившемся тепловом режиме. В этом случае температура в каждой точке пористой среды непрерывно изменяется. Как видно из экспериментальных данных (рис. 1.7), среднее количество переноса тепла зависит не только

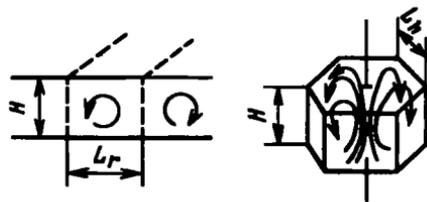


Рис. 1.6. Траектории установившихся потоков в горизонтальном слое жидкости, вызванных тепловой конвекцией

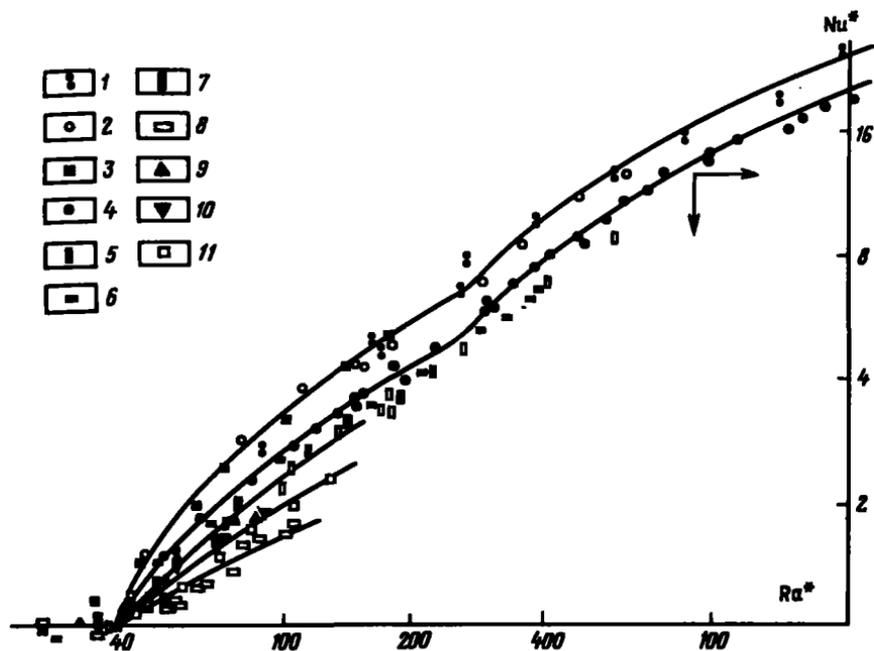


Рис. 1.7. Результаты экспериментов по исследованию общего теплопереноса, вызванного конвекцией в горизонтальном слое [1.15]:

Обозначение	$d$ , мм	$\Phi$	Жидкость	Твердая фаза
1	4	0,360	В	Полипропилен
2	2	0,351	Н	
3	0,9	0,359	Н	
4	4	0,371	В	Стекло
5	3	0,381	В	
6	1,7	0,385	В	Кварц
7	1,9	0,350	Н	
8	1,9	0,350	В	
9	2,25	0,335	В	Свинец
10	2,25	0,324	В	
11	4	0,376	В	

от числа Рэлея, но и от тепловых характеристик фаз пористой среды. Экспериментальные результаты можно объяснить [1.17] при помощи теоретической модели, построенной на уравнениях (1.38) и (1.39).

Естественная конвекция в наклонном слое [1.18]. Жидкость, насыщающая наклонный слой неизотермической пористой среды, всегда находится в движении. Экспериментальные работы, посвященные изучению процессов в слое, ограниченном двумя изотермическими поверхностями и расположенном наклонно под различными углами к горизонтالي (в пределах от 30 до 70°), позволили выявить два конвективных режима. При отсутствии значительного градиента температуры конвектив-

ные потоки не образуют упорядоченных структур: сам процесс конвективной теплопередачи реализуется в основном на границах слоя; если слой имеет достаточную толщину, то средняя величина переноса тепла лишь незначительно отличается от ее значения, обусловленного чистой теплопроводностью. При возрастании числа Рэлея конвективные потоки принимают форму цилиндров, ориентированных в направлении наклона.

Для рассматриваемых граничных условий критерий перехода от одного режима к другому имеет вид

$$Ra^* \cos \beta = 4 \pi^2. \quad (1.44)$$

Здесь  $\beta$  — угол наклона слоя к горизонтали.

Для данной пористой среды удалось обнаружить однозначную связь между  $Nu^*$  и  $Ra^* \cos \beta$  — когда  $Ra^* \cos \beta > 4\pi^2$ .

Смешанная конвекция в горизонтальном слое [1.18]. Небольшие средние скорости течения в пласте не влияют на условия возникновения конвекции и на связь  $Nu^*$  с  $Ra^*$ . При  $40 < Ra^* < 240-280$  наблюдались две различные структуры конвективных течений. Если скорость мала, то конвективные вихри имеют форму колец, ориентированных перпендикулярно к усредненному направлению течения и перемещающихся в его сторону. При больших средних скоростях течения вихри имеют ту же кольцевую форму, но ориентированы в направлении течения.

При  $Ra^* > 240-280$  в слое наблюдается нестационарное распределение температуры и возникает, как в случае естественной конвекции, флуктуационный конвективный режим.

## 1.5. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЖИДКОСТЕЙ, ГАЗОВ И МАТРИЦЫ

### 1.5.1. Вязкость

Вязкость газов. Исходя из кинетической теории идеальных газов, их динамическая вязкость  $\mu$  не зависит от давления и пропорциональна корню квадратному из абсолютной температуры. Однако на практике вязкость увеличивается с повышением давления и, как правило, не пропорционально корню квадратному из значения абсолютной температуры  $T$ , а быстрее.

Связь между  $T$  и  $\mu$  можно записать в следующем виде:

$$\mu = AT^n, \quad (1.45)$$

Для многих газов  $0,7 < n < 1$ .

Для метана при  $0 < T < 500$  °C [1.17]

$$\mu = 1,36 \cdot 10^{-4} T^{0,77} \text{ сРo.}$$

Для водяного пара при  $0 < T < 400^\circ \text{C}$  [1.19]

$$\mu = 1,7 \cdot 10^{-8} T^{1,116} \text{ сРо.}$$

Хорошее совпадение теоретических и экспериментальных результатов можно получить при использовании формулы Сазерланда, являющейся уточнением соотношения (1.45),

$$\mu = \frac{BT^{3/2}}{T+S}, \quad (1.46)$$

где  $S$  — постоянная Сазерланда,  $B$  — константа.

Для некоторых газов  $\mu$  может быть выражена при помощи эмпирических линейных зависимостей от температуры, измеряемой по шкале Цельсия ( $0^\circ \text{C}$ ):

Водяной пар	$\mu = 88 + 0,38 \theta$	мПа при $0 < \theta < 700^\circ \text{C}$ .
Воздух	$\mu = 178 + 0,38 \theta$	мПа при $0 < \theta < 500^\circ \text{C}$ .
Азот	$\mu = 170 + 0,38 \theta$	мПа при $0 < \theta < 400^\circ \text{C}$ .
Углекислый газ	$\mu = 145 + 0,38 \theta$	мПа при $0 < \theta < 500^\circ \text{C}$ .

Эти соотношения верны при давлениях, достигающих даже нескольких десятков атмосфер. Вязкости газов при  $20^\circ \text{C}$  приведены в табл. 1.1.

Вязкость жидкостей. При увеличении температуры вязкость жидкостей быстро уменьшается. Закон этого уменьшения близок к экспоненциальному — зависимость динамической вязкости  $\mu$  от абсолютной температуры  $T$  имеет вид (формула Андраде):

$$\mu = Ae^{B/T}, \quad (1.47)$$

где  $A$  и  $B$  — численные коэффициенты.

Однако существуют соотношения, более точно описывающие влияние температуры на вязкость жидких углеводородов. В частности, можно представить связь кинематической вязкости  $\nu$  и абсолютной температуры  $T$  в виде

$$\log [\log (\nu + C)] + D \log T = F. \quad (1.48)$$

Здесь  $C$ ,  $D$  и  $F$  — константы. Этот вид записи удобен для получения стандартных кривых в координатах  $\nu - T$ , построенных в масштабе, позволяющем представить график изменения вязкости в виде прямой (рис. 1.8). Этот закон проверен экспериментально и хорошо выполняется при условии, что среда остается жидкой во всем диапазоне изменения температуры (например, при низких температурах необходимо следить, чтобы не происходило осаждение парафинов).

Из (1.48) можно найти  $\nu$ , зная  $\nu_1$  при исходной температуре  $T_1$ :

$$\log [\log (\nu + C)] = D (\log T_1 - \log T) + \log [\log (\nu_1 + C)] \quad (1.49)$$

или

$$\log (v \pm C) = \left( \frac{T_1}{T} \right)^D \log (v_1 \pm C) . \quad (1.50)$$

Что касается исследований, посвященных оценкам констант в (1.49), ограничимся упоминанием работ Брадена [1.20]. Он показал, что  $C \approx$

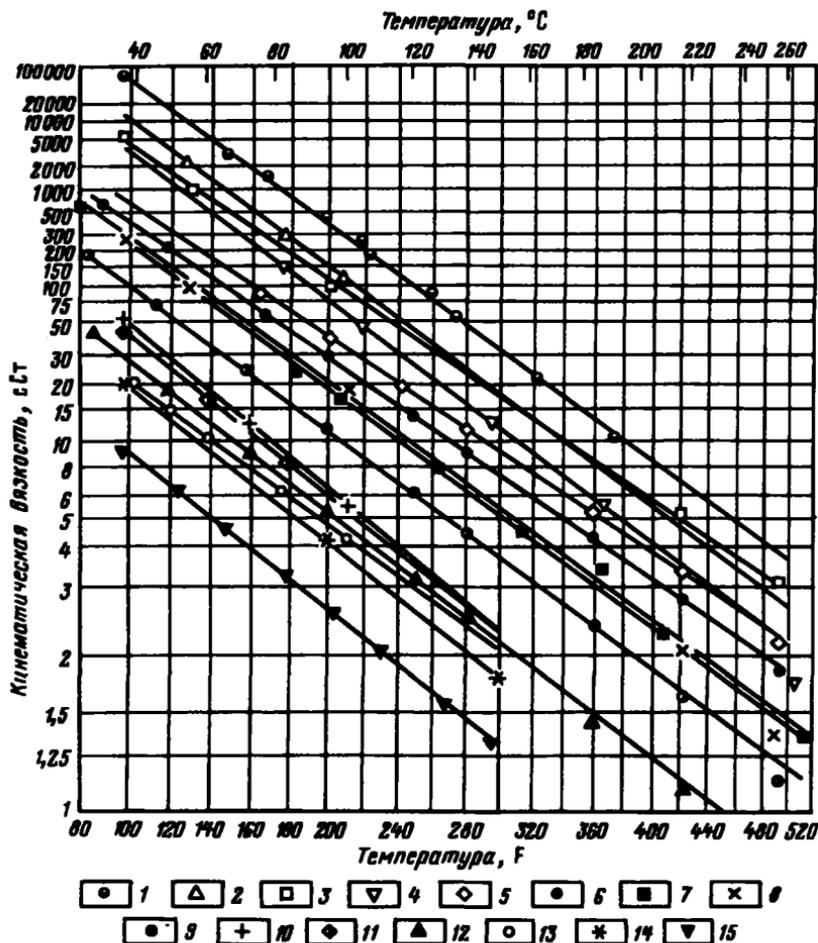


Рис. 1.8. Влияние температуры на вязкость нефти [1.18]:

1 — сырая нефть, шт. Калифорния; 2 — сырая нефть, Колумбия; 3 — отложения, центральные штаты; 4 — сырая нефть, шт. Калифорния; 5 — цилиндрическое масло, центральные штаты; 6 — моторное масло, центральные штаты; 7 — сырая нефть, шельфовые месторождения; 8 — тяжелая нефть, северная часть шт. Луизиана; 9 — красная нефть, центральные штаты; 10 — сырая нефть, южная часть шт. Техас; 11 — сырая нефть, шельфовые месторождения; 12 — легкое парафиновое масло, центральные штаты; 13 — вакуумный дистиллят, шт. Пенсильвания; 14 — сырая нефть, шт. Вайоминг; 15 — масло для печатных машин, центральные штаты

Рис. 1.9. Определение коэффициента  $D$  по (1.48) – (1.50) в зависимости от кинематической вязкости и плотности от кинематической вязкости и плотности при температуре  $37,8^\circ\text{C}$  ( $100^\circ\text{F}$ ) [1.20]

$\approx 0,6$ , если вязкость превосходит  $1,5$  сСт и изменяется по сложному закону при небольшой вязкости. В зависимости от рассматриваемого углеводорода  $3,5 < D < 4,3$  (рис. 1.9). Соответствие теоретических результатов экспериментальным было проверено при температурах до  $260^\circ\text{C}$  для 15 видов дегазированной нефти и углеводородов (см. рис. 1.8).

Следует отметить, что растворение в углеводородах некоторых газов может привести к снижению их вязкости. Этот эффект тем заметнее, чем выше концентрация растворенного газа. Уменьшение вязкости вызвано „набуханием” нефти под воздействием растворенного газа [1.21], [1.22] (рис. 1.10). При помощи номограммы (рис. 1.11) можно оценить влияние количества растворенного  $\text{CO}_2$  на вязкость любого нефтепродукта при температуре  $27^\circ\text{C}$ . Видно, что для данного давления насыщения влияние эффекта растворения углекислого газа тем заметнее, чем выше вязкость нефтепродукта.

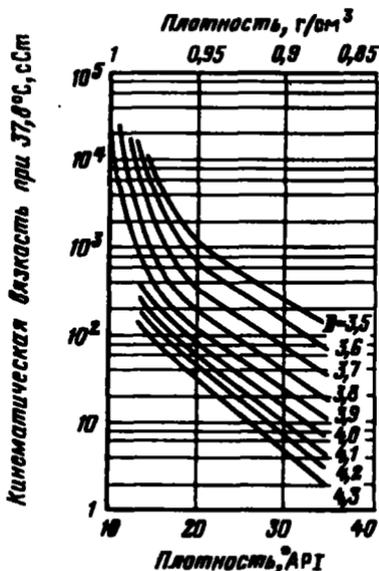
Зависимость вязкости воды от температуры не может быть описана простым соотношением. Здесь можно привести формулу Бингхэма, позволяющую с высокой точностью определить динамическую вязкость воды  $\mu_B$  при изменении температуры от  $0$  до  $160^\circ\text{C}$ :

$$\frac{\mu}{\mu_n} = 0,021482 \left[ (\theta - 8,435) + \sqrt{8078,4 + (\theta - 8,435)^2} \right]^{-1,2} (\text{сПз})^{-1}. \quad (1.51)$$

При  $160^\circ\text{C} < \theta < 360^\circ\text{C}$

$$\mu_r = \mu_n + 7 \cdot 10^{-9} (\theta - 160)^2 (351 - \theta) \text{ сРо} \quad 160^\circ\text{C} < \theta < 360^\circ\text{C}, \quad (1.52)$$

С такой поправкой погрешность расчета вязкости воды не превышает  $1\%$ .



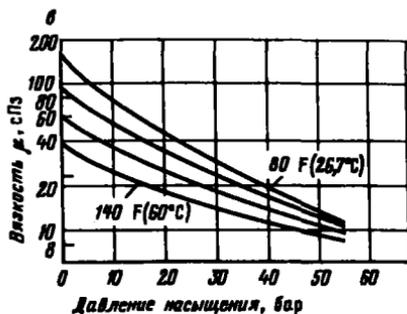
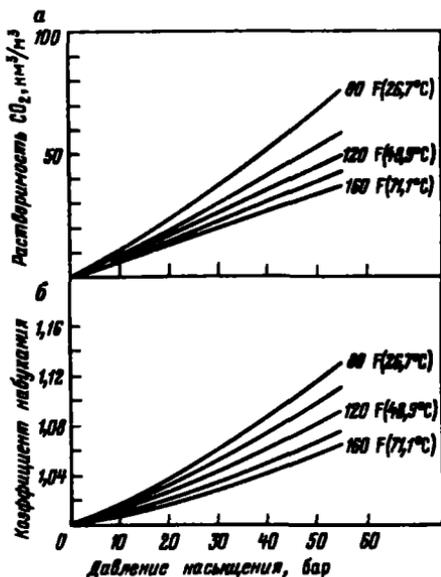


Рис. 1.10. Зависимость свойств нефти месторождения Дэй (21.8 API) от давления насыщения [1.22]:

a – растворимость CO<sub>2</sub>; б – относительный удельный объем нефти при растворении CO<sub>2</sub>; в – вязкость нефти при растворении CO<sub>2</sub>

При 40 °C < θ < 340 °C

$$\frac{1}{\mu_e} = 0,14 + \theta/30 + 9 \cdot 10^{-8} \theta^2 \quad \text{сПз}^{-1} \quad 40^\circ \text{C} < \theta < 340^\circ \text{C}. \quad (1.53)$$

Погрешность вычислений в указанном температурном интервале не превышает 3 %.

Сравнение вязкостей нефти и воды имеет большое значение при эксплуатации нефтяных месторождений. Действительно, если использовать уравнение (1.34) для описания течения системы вода–нефть, то можно записать

$$\frac{V_A}{V_o} \sim \frac{k_{rA}}{\mu_A} \bigg/ \frac{k_{rO}}{\mu_o}$$

$$\text{или} \quad \frac{k_{rA}}{k_{rO}} \bigg/ \frac{\mu_A}{\mu_o}. \quad (1.54)$$

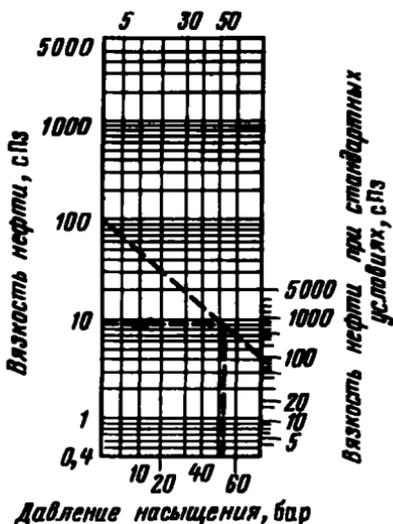
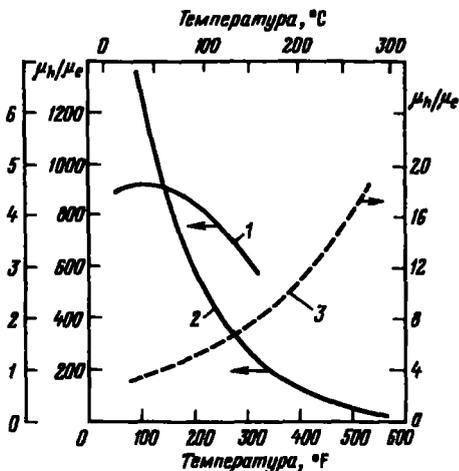


Рис. 1.11. Номограмма для расчета вязкости нефти, насыщенной CO<sub>2</sub>, исходя из вязкости ненасыщенной нефти и давления насыщения (см. [1.22])

Рис. 1.12. Влияния температуры на отношение  $\mu_h/\mu_e$  для месторождения Брэдфорд [1.19]:

1 — сырая нефть, 5 сПз; 2 — нефть, 1700 сПз; 3 — нефть, 3 сПз



При повышении температуры вязкость жидкости снижается тем быстрее, чем больше абсолютная вязкость (см. рис. 1.8). При температуре окружающей среды вязкость нефти выше вязкости воды (при 20 °C  $\mu_e = 1$  сПз, см. табл. 1.1) и при повышении температуры отношение  $\mu_h/\mu_e$  имеет тенденцию к снижению. Это особенно заметно для вязкой нефти. Исключение составляют лишь очень легкие нефти (рис. 1.12).

При таких условиях из (1.54) видно, что отношение  $V_h/V_e$  возрастает при увеличении температуры, причем тем быстрее, чем больше вязкость нефти. Все это подчеркивает необходимость применения термических методов эксплуатации нефтяных месторождений.

Влиянием давления на вязкость жидкостей можно пренебречь, если не рассматривать область сверхвысоких давлений, не реализуемых в природных залежах.

### 1.5.2. Межфазное натяжение и краевые углы смачивания

Зная, что горные породы обладают адсорбционными свойствами, а нефть представляет собой смесь углеводородов, часть из которых обладает существенно различающимися параметрами, можно предположить, что межфазное натяжение жидкостей и смачиваемость горной породы зависят от температуры. Действительно, было замечено, что межфазное натяжение в системе нефть — вода уменьшается при росте температуры [1.23], [1.24] (рис. 1.13). Как показывают измерения краевых углов смачивания на стекле [1.23] и на кварце [1.24], этот угол является убывающей функцией температуры (рис. 1.14). Следовательно, смачиваемость водой возрастает с ростом температуры.

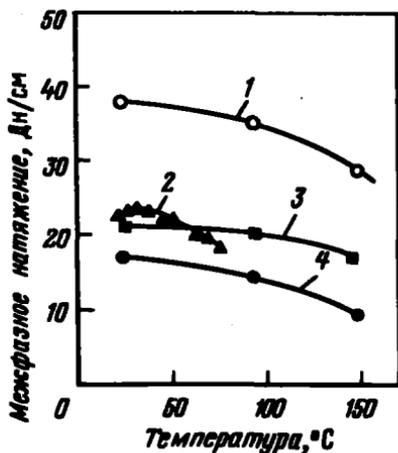


Рис. 1.13. Влияние температуры на межфазное натяжение системы нефть/вода:

1 – 3 %-ный соляной раствор NaCl/Кайдол ( $\mu=130$  сПз) [1.24]; 2 – вода/нефть, вязкость 600 сПз при 24 °C [1.23]; 3 – 3 %-ный соляной раствор NaCl/тетрадекан ( $\mu=2$  сПз) [1.24]; 4 – 3 %-ный соляной раствор NaCl/Протол ( $\mu=68$  сПз) [1.24]

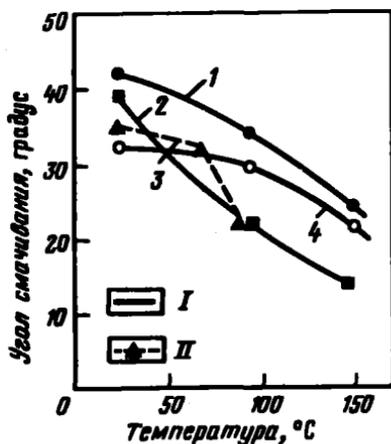


Рис. 1.14. Влияние температуры на крайние углы смачивания на кварце (I) и на стекле (II):

1 – 3 %-ный соляной раствор NaCl/Протол ( $\mu=68$  сПз) [1.24]; 2 – 3 %-ный соляной раствор NaCl/тетрадекан ( $\mu=2$  сПз) [1.24]; 3 – вода/нефть ( $\mu=600$  сПз при 24 °C) [1.23]; 4 – 3 %-ный соляной раствор NaCl/Кайдол ( $\mu=130$  сПз) [1.24]

### 1.5.3. Относительная проницаемость

Многочисленные экспериментальные работы показали, что относительные проницаемости (рис. 1.15) при течении двухфазной смеси нефть – вода изменяются с температурой [1.23] – [1.25].

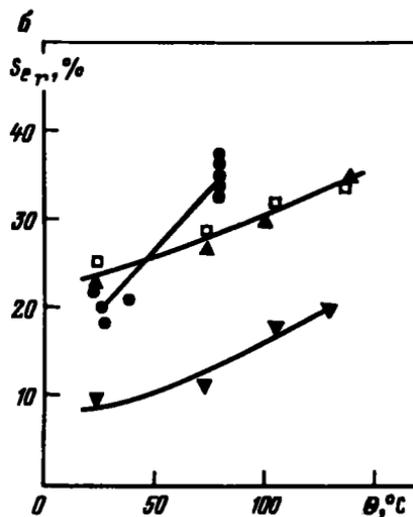
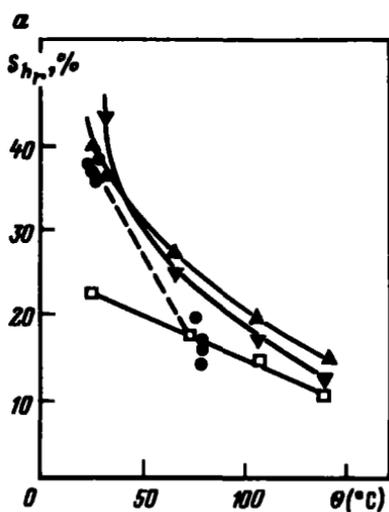
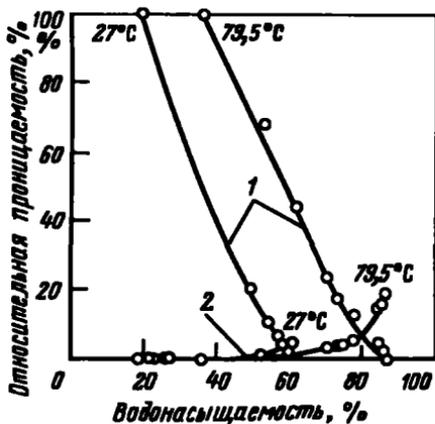
Из результатов экспериментов можно сделать вывод, что при увеличении температуры остаточная насыщенность воды  $S_{er}$  растет, а нефти  $S_{hr}$  уменьшается (рис. 1.16). Это обуславливает использование термических методов для повышения нефтеотдачи пластов.

Влияние температуры на остаточную и текущую насыщенности является следствием одновременно двух факторов:

уменьшения отношения вязкостей  $\mu_h/\mu_e$  при росте температуры;

Рис. 1.15. Влияние температуры на относительную проницаемость системы вода – нефть. Грунт – песчаник месторождения Буаз. Белая нефть,  $\mu_h \approx 69$  сПз при 40 °С [1.25]:

1 – нефть; 2 – вода



□▲ 1    ▽ 2    ▽ 3    □ 4    ▽ 5    ○ 6

Рис. 1.16. Влияние температуры на остаточную насыщенность  $S_{hr}$  (а) и  $S_{er}$  (б):

1 – природный песок; 2 – песок, Хьюстон; 3 – песчаник, Буаз; 4 – нефть, 80 сПз при 24 °С; 5 – нефть, 600 сПз при 24 °С; 6 – белая нефть, 60 сПз при 40 °С

изменения условий физического и химического равновесия в пористой среде.

Действительно, из приближенного соотношения видно, что  $S_{hr}$  изменяется таким же образом, что и отношение  $\mu_h/\mu_e$  [1.26]. Более того, кривые относительных проницаемостей системы вода – тетрадекан слабо меняются с изменением температуры (рис. 1.17).

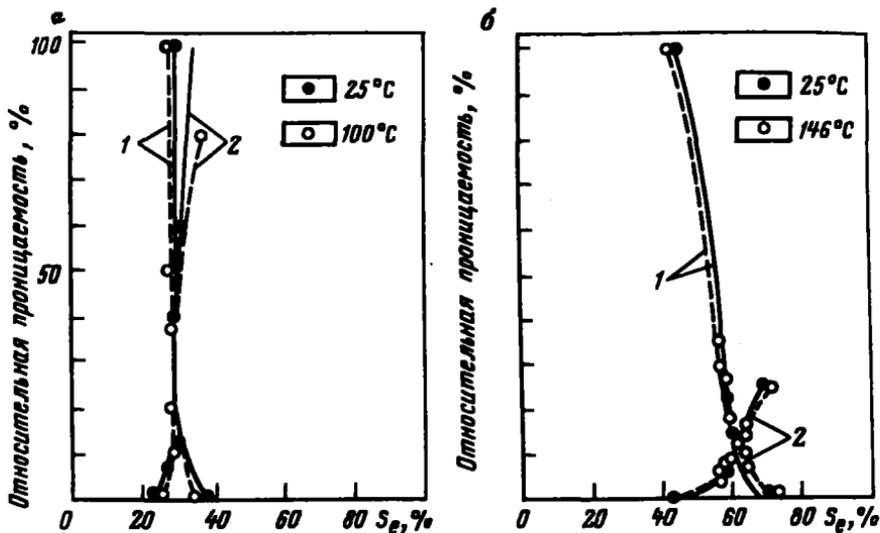


Рис. 1.17. Влияние температуры на относительную проницаемость системы вода/тетрадекан [1.24]:

*a* — основа — тефлон; *б* — основа — песчаник (Береа); 1 —  $k_r$ , тетрадекан; 2 —  $k_r$ , вода

С другой стороны, изменение межфазного натяжения и смачиваемости при росте температуры (см. раздел 1.5.2) также может способствовать снижению нефтенасыщенности пласта. Однако взаимосвязь относительной проницаемости и межфазного натяжения или смачиваемости кажется менее убедительной, чем взаимосвязь относительных проницаемостей и отношения вязкостей  $\mu_h/\mu_e$  [1.24].

Изменение отношения  $k_r/k_{re}$  при изменении температуры не подчиняется столь же общим правилам, что и изменение остаточной нефтенасыщенности. Действительно, можно наблюдать существенные изменения этого отношения, но направление этих изменений предсказать невозможно [1.23].

При наличии газообразной фазы процесс парообразования — конденсации может существенно повлиять на гидродинамические явления, описываемые обобщенным законом Дарси. Из этого следует важность процессов тепло- и массопереноса, которые влияют главным образом на наиболее легкие фракции нефти. Например, остаточная нефтенасыщенность оказывается ниже при воздействии на пласт насыщенным водяным паром, чем при воздействии водой с той же температурой, но под давлением, достаточным для исключения дистилляции. Воздействие процесса парообразования — конденсации в лабораторных и промышленных условиях тем заметнее, чем больше в нефти компонентов с высокой упругостью паров.

### 1.5.4. Теплоемкость

Как правило, теплоемкость единицы массы (или удельная теплоемкость) твердых тел, жидкостей и газов возрастает при повышении температуры, причем часто на ее величину оказывает влияние изменение давления. Удельные теплоемкости идеальных газов не зависят от  $p$  и могут увеличиваться с ростом  $T$  вследствие последовательного возбуждения степеней свободы молекул газа.

Влияние температуры на удельную теплоемкость часто выражают уравнением (см. табл. 1.1)

$$c_p = A + BT + CT^2, \quad (1.55)$$

где  $c_p$  — удельная теплоемкость при постоянном давлении;  $A, B, C$  — численные коэффициенты.

Для жидких нефтяных фракций и самой нефти можно использовать следующую приближенную зависимость (кал/г·°С) [1.19]:

$$c_p = (0,403 + 0,00081 \theta) / \sqrt{d}, \quad (1.56)$$

где  $\theta$  — температура, °С;  $d$  — плотность при 15 °С.

При температуре окружающей среды теплоемкость нефти составляет около 0,45 кал/(г·°С), что примерно в два раза ниже теплоемкости воды, равной 1 кал/(г·°С).

Удельная теплоемкость для сухих песка и горных пород колеблется в пределах 0,18–0,21 кал/(г·°С). Для этих пород величина  $c_p$  при температуре  $\theta$  (°С) может быть выражена приближенным соотношением:

$$c_p \approx 0,2 + 1,8 \cdot 10^{-4} \theta \quad 0 < \theta < 500^\circ \text{С}. \quad (1.57)$$

Теплоемкость — величина аддитивная, т. е. эффективная теплоемкость единицы объема  $(\rho c)^*$  среды с пористостью  $\Phi$ , минеральная матрица которой заполнена  $i$  жидкими компонентами с насыщенностями  $S_{fi}$  равна:

$$(\rho c)^* = (1 - \Phi) (\rho_s c_s) + \Phi \sum_i S_{fi} (\rho c_{si})_i. \quad (1.58)$$

### 1.5.5. Теплопроводность

#### Газы и жидкости

Зная вязкость и удельную теплоемкость газа, можно найти его теплопроводность. Действительно, из экспериментальных данных видно, что на число Прандтля  $Pr = \mu c_p / \lambda$  слабо влияют природа газа и изменения температуры и давления; оно равно примерно 0,7. С теоретической точки зрения подтверждение этого факта вытекает из кинетической теории

идеальных газов: действительно, на ее основе можно получить следующее соотношение:

$$\frac{\lambda}{\mu c_v} = \frac{\tau}{P\gamma} = a + \frac{b}{\gamma}, \quad (1.59)$$

где  $\gamma = c_p/c_v$ ;  $a$  и  $b$  — коэффициенты.

Для одноатомных газов можно положить  $a = 0$ ,  $b = 2,5$ , а для многоатомных неполяризованных газов результаты экспериментов лежат в области, ограниченной данными, полученными по формуле Эйкена:  $a = 9/4$ ,  $b = -5/4$ , с одной стороны, и по модифицированной формуле Эйкена:  $a = 1,77$ ,  $b = -0,45$  — с другой.

Так же как вязкость и удельная теплоемкость, теплопроводность газов увеличивается с ростом температуры и слабо зависит от давления. Теплопроводность воздуха при атмосферном давлении составляет 0,0221 ккал/(м·ч·°С) при 20 °С и 0,0332 ккал/(м·ч·°С) при 200 °С (см. табл. 1.1).

Как правило, теплопроводность жидкостей падает при повышении температуры по закону

$$\lambda = \lambda_0 [\tau - A(\theta - \theta_0)], \quad (1.60)$$

где  $\lambda_0$  — теплопроводность при начальной температуре  $\theta_0$  (°С).

Для углеводородов, теплопроводность которых при 20 °С колеблется от 0,11 до 0,13 ккал/(м·ч·°С) (среднее значение — 0,12 ккал/(м·ч·°С)),  $A = 0,001$  1/(м·ч·°С). Теплопроводность воды имеет максимум при температуре около 130 °С (см. табл. 1.1). При комнатной температуре она равна 0,5 ккал/(м·ч·°С).

Твердые тела. Теплопроводность является характерным параметром лишь для кристаллических пород с простой кристаллической структурой или аморфных твердых тел. В наиболее общем случае, когда породу рассматривают как пористую среду, заполненную неподвижным жидким или газообразным веществом (например, воздухом), можно ввести понятие эффективной теплопроводности  $\lambda^*$  [1.27], которая зависит от природы и структуры породы, ее пористости, а также свойств насыщающей ее жидкости (см. 1.3.1).

Обычно теплопроводность пород снижается при повышении температуры (табл. 1.1).

### 1.5.6. Термическое расширение

Для любого физического состояния рассматриваемого тела коэффициент термического расширения определяется следующим образом:

$$\alpha = \frac{\tau}{v} \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_p,$$

где  $v$  — удельный объем;  $T$  — абсолютная температура.

Для идеального газа  $\alpha = 1/T$  (см. 1.2.3). Для углеводородов при  $20^\circ\text{C}$   $\alpha \approx 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ , а для воды  $\alpha = 2 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ . Для твердых тел коэффициент термического расширения существенно меньше: для кварца, например,  $\alpha = 3,8 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$  при  $0 < T < 100^\circ\text{C}$ . Экспериментальные измерения, проведенные при температурах от  $25$  до  $1000^\circ\text{C}$ , показывают, что средняя величина коэффициентов термического расширения кварца и природных песчаников составляет приблизительно  $5 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$  при температурах от  $25$  до  $450^\circ\text{C}$ . Таким образом, повышение температуры приводит к вытеснению нефти из пустот породы.

## ЛИТЕРАТУРА ПО ОБЩИМ ВОПРОСАМ

- [1] MC ADAMS (W. H.). — Transmission de la chaleur. *Dunod*, Paris (1961).
- [2] MISSENERD (A.). — Conductivité thermique des solides, liquides, gaz et de leurs mélanges. *Éditions Eyrolles*, Paris (1963).
- [3] JAKOB (M.). — Heat Transfer. *John Wiley*, New York (1962).
- [4] CARLAW (H. S.) and JAEGER (J. C.). — Conduction of Heat in Solids. *Clarendon Press*, Oxford (1959).
- [5] GRIGULL (U.). — Die Grundgesetze der Wärmeübertragung. *Springer*, Berlin (1963).
- [6] DEVIKES (D.). — Transfert de matière. Série d'articles parus dans la *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XV-7/8, p. 1142-1169, XV-9, 1347-1363, XV-10, 1446-1464 (1960).
- [7] BIRD (R. B.), STEWART (W. E.) and LIGHTFOOT (E. N.). — Transport Phenomena. *J. Wiley*, New York (1960).
- [8] MARLE (C.). — Cours de production. IV. Les écoulements polyphasiques en milieu poreux. *Éditions Technip*, Paris (1972).
- [9] REID (R. C.) and SHERWOOD (T. K.). — The Properties of Gases and Liquids. *Mc Graw Hill*, New York (1966).

## ЛИТЕРАТУРА

- [1.1] WOODSIDE (W.) and MESSMER (J. H.). — Thermal conductivity of porous media. I. Unconsolidated sands. *J. appl. Phys.*, vol. 32, p. 1688-1699 (1961); II. Consolidated sands, *Ibid.*, p. 1699-1706.
- [1.2] ECKEN (A.). — Die Wärmeleitfähigkeit keramischer feuerfeste Stoffe. *VDI Forsch.-H.*, n° 353 (1932).
- [1.3] MICKLEY (A. S.). — The thermal conductivity of moist soil. *Trans. Amer. Inst. Electr. Engng.*, vol. 70, p. 1780-1797 (1951).
- [1.4] БЛА (P.). — Transfert de chaleur en milieu poreux dans le cas d'un écoulement monophasique (à paraffine).
- [1.5] GREEN (D. W.). — Heat transfer with a flowing fluid through porous media. *Ph. D. Thesis*, Univ. of Oklahoma (1962).
- [1.6] FRANKEUCH (H. O.). — Contribution à l'étude des déplacements de fluides miscibles dans un milieu poreux. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XVIII-2, p. 215-270 (1963).
- [1.7] FURSTON (F. W.). — Mechanism of heat transfer in unconsolidated porous media at low flow rates. *Ph. D. Thesis*, University of Pennsylvania (1957).
- [1.8] MARLE (C.) et SIMANDOUX (P.). — Diffusion avec convection dans un milieu stratifié. Colloque international CNRS, n° 160. Phénomènes de transport avec changement de phase dans les milieux poreux et colloïdaux. *Éditions CNRS*, Paris, p. 73-90 (1967).
- [1.9] HORTON (C. W.) and ROGERS (F. T., Jr.). — Convection currents in a porous medium. *J. appl. Phys.*, vol. 16, p. 367-370 (1945).
- [1.10] LAFWOOD (E. R.). — Convection of a fluid in a porous medium. *Proc. Cambridge Philos. Soc.*, vol. 44, p. 508-521 (1948).
- [1.11] NIELD (D. A.). — Onset of thermohaline convection in a porous medium. *Water Resources Res.*, vol. 4, p. 553-560 (1968).
- [1.12] COMBARNOUS (M.) et AZIZ (K.). — Influence de la convection naturelle dans les réservoirs d'huile ou de gaz. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XXV-12, p. 1335-1353 (1970).
- [1.13] GREEN (T.) and FREEHILL (R. L.). — Marginal stability in inhomogeneous porous media. *J. appl. Phys.*, vol. 40, p. 1759-1762 (1969).

- [1.14] CASTINEL (G.) et COMBARNOUS (M.). — Critère d'apparition de la convection naturelle dans une couche poreuse anisotrope horizontale. *C. R. Acad. Sci.*, vol. 278 B, p. 701-704 (1974).
- [1.15] BORIES (S.). — Sur les mécanismes fondamentaux de la convection naturelle en milieu poreux. *Rev. gén. Therm.*, vol. 9, n° 108, p. 1377-1401 (1970).
- [1.16] COMBARNOUS (M.). — Convection naturelle et convection mixte dans une couche poreuse horizontale. *Rev. gén. Therm.*, vol. 9, n° 108, p. 1355-1375 (1970).
- [1.17] COMBARNOUS (M.) et BORIES (S.). — Modélisation de la convection naturelle au sein d'une couche poreuse horizontale à l'aide d'un coefficient de transfert solide-fluide. *Internation. J. Heat Mass Transfer*, vol. 17, p. 505-515 (1974).
- [1.18] BORIES (S.) and COMBARNOUS (M.). — Natural convection in a sloping porous layer. *J. Fluid. Mech.*, vol. 57, p. 63-79 (1973).
- [1.19] FAROUQ ALI (S. M.). — Oil Recovery by Steam Injection. *Producers Publ. Co.*, Bradford, p. 1-34 (1970).
- [1.20] BRADEN (W. B.). — A viscosity-temperature correlation at atmospheric pressure for gas-free oils. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 1580* (oct. 1966).
- [1.21] DICKERSON (L. R.) and CRAWFORD (G. W.). — CO<sub>2</sub> scores highest in reducing oil viscosity. *Oil and Gas J.*, vol. 58, n° 8, p. 96-98 (22 fév. 1960).
- [1.22] WELKER (J. R.) and DUNLOP (D. D.). — Physical properties of carbonated oils. *J. Petroleum Technol.*, vol. 15, p. 873-876 (1963).
- [1.23] POSTON (S. M.), YSRAEL (S. C.), HORSBAIN (A. K. M. S.), MONTGOMERY (E. F.) III and RAMEY (H. J. Jr.). — The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sands. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 249, p. 171-180 (1970).
- [1.24] LO (H. Y.) and MUNGAN (N.). — Effect of temperature on water-oil relative permeabilities in oil-wet and water-wet systems. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 4503* (oct. 1973).
- [1.25] WEINBRANDT (R. M.) and RAMEY (H. J. Jr.). — The effect of temperature on relative permeability of consolidated rocks. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 4142* (oct. 1972).
- [1.26] COMBARNOUS (M.) et PAVAN (J.). — Déplacement par l'eau chaude d'huiles en place dans un milieu poreux. *CR Troisième Colloque ARTFP, Editions Technip*, Paris, p. 737-757 (1969).
- [1.27] SOMERTON (W. H.). — Some thermal characteristics of porous rocks. *J. Petroleum Technol.*, vol. 10, p. 61-64 (1958).
- [1.28] SOMERTON (W. H.) and SELIM (M. A.). — Additional thermal data of porous rocks — Thermal expansion and heat of reaction. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 1, p. 249-253 (1961).

## ГЛАВА 2 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВОДЫ

### 2.1. ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВОДЫ

#### 2.1.1. Изменение состояния чистых веществ

Диаграмма состояния. Физическое состояние чистого вещества определяется давлением  $p$ , объемом  $v$  и температурой  $T$ , причем лишь две переменные из них независимы; всякая функция состояния является функцией этих двух независимых переменных величин. В координатах  $p, T$  граница между жидкой и газовой фазами определяется кривой испарения  $\Pi = f(T)$ . Для чистого (однокомпонентного) вещества эта кривая ограничена с одного конца тройной точкой, в которой одновременно существуют твердая, жидкая и газовая фазы, а с другой — критической точкой, выше которой вещество находится лишь в одном агрегатном состоянии (рис. 2.1).

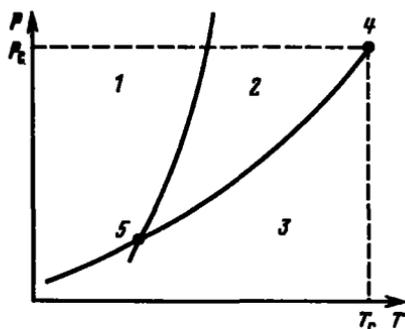
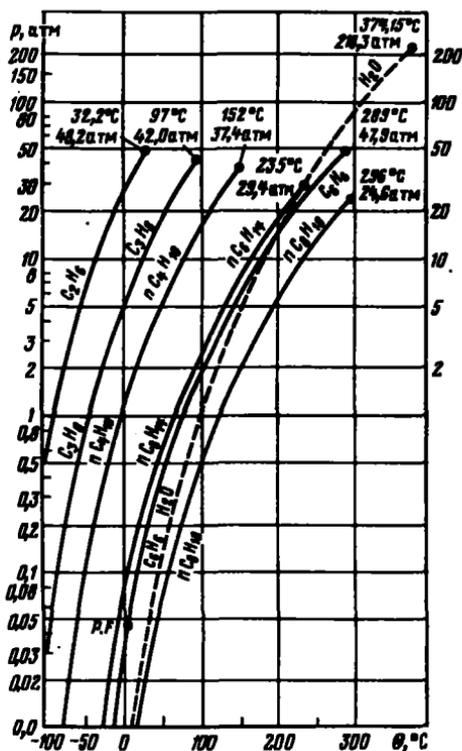


Рис. 2.1. Диаграмма состояния:

1 — твердое состояние; 2 — жидкое состояние; 3 — газообразное состояние; 4 — критическая точка; 5 — тройная точка

Рис. 2.2. Зависимость давления насыщения воды и углеводородов от температуры (точки на кривых — критические точки)



Следует отметить, что вода имеет очень высокую критическую точку ( $p_c = 218,3$  физ. атм,  $T_c = 374,15$  °С), в то время как критическое давление насыщенных углеводородов или производных бензола обычно не превышает 50 бар (рис. 2.2). Тройная точка воды достигается при давлении 0,006 бар и температуре 0,0076 °С.

Температура насыщенного пара воды при данном давлении может быть найдена с помощью следующего приближенного соотношения:

$$T_{\text{пар}} (\text{°C}) = 130 p^{0,21} - 30, \quad (2.1)$$

где  $p$  — в [физ.атм];  $p > 0,7$  атм.

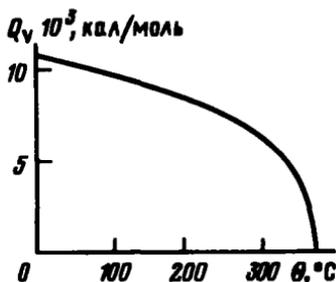


Рис. 2.3. Зависимость скрытой теплоты парообразования от температуры при постоянном давлении

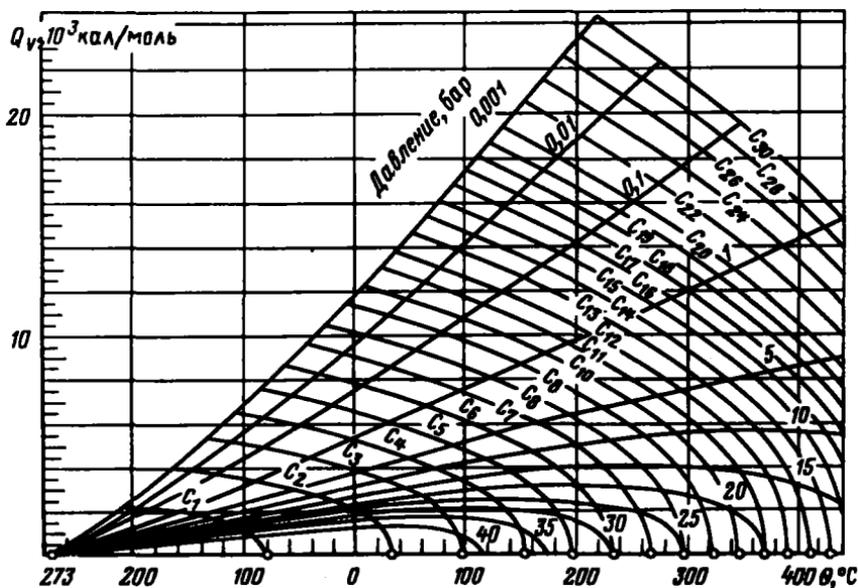


Рис. 2.4. Теплота парообразования углеводородов при постоянном давлении [2.1]

Таблица 2.1  
Термодинамические свойства воды

Таблица 2.1, а

Термодинамические свойства воды и водяного пара на линии насыщения (с указанием погрешности)

Температура, °С	Давление, бар		Объем, см <sup>3</sup> /г				Энергия, Дж/г			
			воды		пара		воды		пара	
			±	1,00021	±	206,288	±	210	±	2501
0	0,006 108	0,000 006	0,000 05	206 146	210	-0,041 6	0,000 001	2501	± 3	
0,01	0,006 112	0,000 006	0,000 05	206 146	210	0,000 611	0,000 001	2501	3	
10	0,012 271	0,000 010	0,000 1	106 422	110	41,99	0,04	2519	3	
20	0,023 368	0,000 020	0,000 1	57 836	58	83,86	0,08	2538	2	
30	0,042 418	0,000 030	0,000 1	32 929	33	125,66	0,08	2556	2	
40	0,073 750	0,000 038	0,000 1	19 546	19	167,47	0,08	2574	2	
50	0,123 35	0,000 06	0,000 2	12 045	12	209,3	0,1	2592	2	
60	0,199 19	0,000 10	0,000 2	7 677,6	7,7	251,1	0,1	2609	2	
70	0,311 61	0,000 16	0,000 2	5 045,3	5,0	293,0	0,1	2626	2	
80	0,473 58	0,000 24	0,000 3	3 408,3	3,4	334,9	0,2	2643	2	
90	0,701 09	0,000 36	0,000 3	2 360,9	2,4	376,9	0,2	2660	2	
100	1,013 25	0,000 4	0,000 3	1 673,0	1,7	419,1	0,2	2676	2	
110	1,432 7	0,001 0	0,000 4	1 210,1	1,2	461,3	0,2	2691	2	
120	1,985 4	0,001 3	0,000 4	891,71	0,89	503,7	0,2	2706	2	
130	2,701 1	0,001 6	0,000 4	668,32	0,67	546,3	0,3	2720	2	
140	3,613 6	0,002 1	0,000 4	508,66	0,51	589,1	0,3	2734	2	
150	4,759 7	0,003 2	0,000 4	392,57	0,39	632,2	0,3	2747	2	
160	6,180 4	0,004 2	0,000 4	306,85	0,31	675,5	0,3	2758	3	
170	7,920 2	0,005 3	0,000 4	242,62	0,24	719,1	0,4	2769	3	
180	10,027	0,007	0,000 4	193,85	0,19	763,1	0,4	2778	4	
190	12,553	0,008	0,000 4	156,35	0,16	807,5	0,4	2786	4	
200	15,550	0,008	0,000 4	127,19	0,13	852,4	0,4	2793	4	
210	19,080	0,008	0,000 4	104,265	0,104	897,7	0,4	2798	4	
220	23,202	0,009	0,000 4	86,062	0,086	943,7	0,4	2802	4	



Таблица 2.1, б

Удельный объем воды и водяного пара (см<sup>3</sup>/г)

(В каждой паре числе верхнее число определяет величину, нижнее — погрешность)

Давле- ние, бар	Температура, °C																			
	0	50	100	150	200	250	300	350	375	400	425	450	475	500	550	600	650	700	750	800
1	1,0002 0,0001	1,0121 0,0012	1696 1	1936 1	2173 2	2406 2	2639 2	2871 2	2987 2	3103 2	3218 2	3334 2	3450 2	3565 2	5797 2	4028 2	4259 2	4490 2	4721 2	4952 2
5	0,9999 0,0002	1,0119 0,0002	1,0433 0,0003	1,0906 0,4	425,1 0,4	474,4 0,4	522,5 0,4	570,1 0,4	593,7 0,4	617,2 0,4	640,6 0,4	664,1 0,4	687,5 0,4	710,8 0,4	757,4 0,4	803,9 0,4	850,4 0,4	896,9 0,4	943,2 0,4	989,6 0,4
10	0,9997 0,0002	1,0117 0,0002	1,0431 0,0002	1,0903 0,0003	206,0 0,3	232,7 0,2	257,9 0,2	282,4 0,2	294,5 0,2	306,5 0,2	318,4 0,2	330,3 0,2	342,2 0,2	354,0 0,2	377,5 0,2	401,0 0,2	424,4 0,2	447,7 0,2	471,1 0,2	494,3 0,2
25	0,9989 0,0002	1,0110 0,0002	1,0423 0,0002	1,0894 0,0003	1,1556 0,0003	87,0 0,2	98,9 0,1	109,7 0,1	114,9 0,1	120,0 0,1	125,0 0,1	130,0 0,1	135,0 0,1	139,9 0,1	149,6 0,1	159,2 0,1	168,8 0,1	178,3 0,1	187,7 0,1	197,2 0,1
50	0,9976 0,0002	1,0099 0,0002	1,0410 0,0002	1,0878 0,0003	1,1531 0,0003	1,2495 0,0004	45,34 0,07	51,93 0,08	54,90 0,09	57,76 0,09	60,53 0,09	63,24 0,09	65,89 0,09	68,50 0,10	73,61 0,10	78,62 0,10	83,6 0,1	88,4 0,1	93,3 0,1	98,1 0,1
75	0,9964 0,0002	1,0088 0,0002	1,0398 0,0003	1,0862 0,0004	1,1507 0,0004	1,2452 0,0004	26,71 0,05	32,44 0,08	34,75 0,08	36,91 0,08	38,96 0,08	40,93 0,08	42,83 0,08	44,69 0,08	43,28 0,08	51,76 0,08	55,16 0,08	58,52 0,08	61,82 0,08	65,09 0,08
100	0,9952 0,0002	1,0077 0,0002	1,0386 0,0004	1,0846 0,0004	1,1483 0,0004	1,2409 0,0004	1,397 0,001	22,44 0,05	24,53 0,05	26,40 0,05	28,12 0,05	29,73 0,05	31,26 0,06	32,76 0,07	35,61 0,07	38,32 0,07	40,96 0,08	43,55 0,08	46,09 0,08	48,58 0,08
125	0,9940 0,0002	1,0066 0,0002	1,0373 0,0004	1,0830 0,0004	1,1460 0,0004	1,2367 0,0004	1,387 0,001	16,14 0,05	18,25 0,04	20,01 0,04	21,56 0,04	22,98 0,04	24,31 0,04	25,59 0,05	27,99 0,05	30,26 0,05	32,44 0,06	34,56 0,06	36,64 0,07	38,68 0,07
150	0,9928 0,0002	1,0055 0,0002	1,0361 0,0004	1,0813 0,0004	1,1436 0,0005	1,2327 0,0005	1,378 0,001	11,49 0,04	13,91 0,04	15,65 0,04	17,14 0,04	18,45 0,04	19,65 0,04	20,80 0,04	22,91 0,04	24,88 0,04	26,77 0,05	28,59 0,06	30,35 0,06	32,09 0,07
175	0,9915 0,0002	1,0044 0,0002	1,0348 0,0004	1,0798 0,0004	1,1414 0,0004	1,2288 0,0005	1,369 0,001	1,716 0,002	10,57 0,04	12,46 0,04	13,93 0,03	15,19 0,03	16,31 0,03	17,36 0,04	19,28 0,04	21,04 0,04	22,71 0,04	24,31 0,05	25,86 0,05	27,38 0,06
200	0,9904 0,0002	1,0033 0,0002	1,0336 0,0004	1,0782 0,0004	1,1391 0,0004	1,2251 0,0005	1,360 0,001	1,665 0,002	7,68 0,03	9,95 0,03	11,47 0,03	12,71 0,03	13,79 0,03	14,78 0,03	16,55 0,03	18,16 0,03	19,67 0,04	21,11 0,04	22,50 0,05	23,85 0,06
225	0,9892 0,0002	1,0023 0,0002	1,0324 0,0004	1,0766 0,0004	1,1369 0,0004	1,2215 0,0005	1,352 0,001	1,630 0,002	2,49 0,04	7,86 0,03	9,51 0,03	10,76 0,03	11,81 0,03	12,76 0,03	14,42 0,03	15,92 0,03	17,31 0,04	18,52 0,04	19,88 0,05	21,10 0,05
250	0,9880 0,0002	1,0012 0,0002	1,0313 0,0004	1,0751 0,0004	1,1347 0,0004	1,2179 0,0005	1,345 0,001	1,600 0,002	1,98 0,02	6,00 0,03	7,89 0,02	9,17 0,02	10,22 0,02	11,14 0,02	12,72 0,02	14,12 0,02	15,42 0,03	16,63 0,04	17,79 0,04	19,11 0,05
275	0,9868 0,0002	1,0002 0,0002	1,0301 0,0004	1,0736 0,0004	1,1326 0,0004	1,2144 0,0005	1,338 0,001	1,576 0,002	1,865 0,010	4,19 0,03	6,50 0,02	7,85 0,02	8,90 0,02	9,79 0,02	11,32 0,02	12,65 0,02	13,86 0,03	15,00 0,03	16,08 0,04	17,11 0,04
300	0,9856 0,0002	0,9992 0,0002	1,0289 0,0004	1,0721 0,0004	1,1304 0,0004	1,2111 0,0005	1,331 0,001	1,555 0,002	1,797 0,008	2,82 0,02	5,298 0,020	6,736 0,020	7,799 0,020	8,682 0,020	10,16 0,020	11,43 0,020	12,58 0,020	13,64 0,020	14,65 0,020	15,62 0,020
350	0,9834 0,9834	0,9972 0,9972	1,0267 1,0267	1,0692 1,0692	1,1264 1,1264	1,2046 1,2046	1,319 1,319	1,519 1,519	1,705 1,705	2,111 2,111	3,430 3,430	4,956 4,956	6,054 6,054	6,928 6,928	8,340 8,340	9,516 9,516	10,56 10,56	1,52 1,52	12,42 12,42	13,27 13,27

Давление, бар	Температура, °C																			
	0	50	100	150	200	250	300	350	375	400	425	450	475	500	550	600	650	700	750	800
400	0,0002 0,9811	0,0002 0,9951	0,0004 1,0244	0,0004 1,0664	0,0004 1,1224	0,0006 1,1984	0,001 1,308	0,003 1,489	0,006 1,644	0,010 1,912	0,012 2,546	0,014 3,686	0,014 4,758	0,015 5,620	0,016 6,980	0,018 8,086	0,02 9,051	0,03 9,93	0,03 10,75	0,04 11,52
450	0,0002 0,9788	0,0002 0,9932	0,0004 1,0222	0,0004 1,0636	0,0004 1,1186	0,0006 1,1925	0,001 1,297	0,003 1,464	0,005 1,599	0,007 1,804	0,009 2,191	0,012 2,916	0,012 3,814	0,013 4,628	0,014 5,934	0,016 6,982	0,018 7,885	0,02 7,70	0,03 9,45	0,03 10,16
500	0,0002 0,9766	0,0002 0,9912	0,0004 1,0200	0,0004 1,0609	0,0004 1,1148	0,0006 1,1868	0,001 1,288	0,003 1,443	0,005 1,564	0,006 1,731	0,007 2,010	0,009 2,492	0,010 3,170	0,011 3,884	0,011 5,114	0,013 6,108	0,015 6,960	0,02 7,72	0,02 8,42	0,03 9,07
550	0,0002 0,9745	0,0003 0,9892	0,0004 1,0178	0,0005 1,0582	0,0005 1,1111	0,0006 1,1813	0,001 1,278	0,003 1,424	0,005 1,533	0,005 1,677	0,006 1,896	0,006 2,245	0,008 2,750	0,008 3,342	0,010 4,464	0,012 5,404	0,014 6,209	0,02 6,93	0,02 7,58	0,03 8,19
600	0,0003 0,9723	0,0003 0,9873	0,0004 1,0157	0,0005 1,0556	0,0005 1,1075	0,0006 1,1760	0,001 1,270	0,003 1,407	0,005 1,507	0,005 1,634	0,006 1,816	0,006 2,085	0,006 2,474	0,006 2,950	0,007 3,950	0,008 4,831	0,010 5,592	0,012 6,27	0,02 6,89	0,02 7,46
650	0,0003 0,9703	0,0003 0,9854	0,0004 1,0137	0,0005 1,0530	0,0005 1,1040	0,0006 1,1709	0,001 1,261	0,003 1,393	0,005 1,484	0,004 1,599	0,004 1,756	0,005 1,976	0,006 2,283	0,006 2,672	0,008 3,543	0,009 4,360	0,011 5,080	0,02 5,72	0,02 6,31	0,02 6,85
700	0,0003 0,9682	0,0003 0,9836	0,0004 1,0116	0,0005 1,0505	0,0005 1,1006	0,0007 1,1660	0,001 1,254	0,003 1,380	0,005 1,464	0,004 1,569	0,004 1,706	0,004 1,892	0,005 2,144	0,005 2,466	0,007 3,221	0,008 3,971	0,010 4,648	0,02 5,26	0,02 5,81	0,02 6,32
750	0,0003 0,9662	0,0003 0,9818	0,0004 1,0096	0,0005 1,0480	0,0005 1,0973	0,0008 1,1614	0,001 1,246	0,003 1,367	0,004 1,446	0,004 1,543	0,004 1,665	0,004 1,882	0,005 2,040	0,005 2,310	0,006 2,965	0,007 3,648	0,009 4,283	0,01 4,86	0,02 5,39	0,02 5,87
800	0,0003 0,9642	0,0003 0,9800	0,0004 1,0076	0,0005 1,0456	0,0005 1,0941	0,0008 1,1568	0,001 1,239	0,003 1,355	0,004 1,430	0,004 1,519	0,004 1,631	0,004 1,775	0,004 1,958	0,004 2,189	0,006 2,760	0,007 3,380	0,008 3,972	0,01 4,52	0,02 5,02	0,02 5,48
850	0,0003 0,9622	0,0003 0,9782	0,0004 1,0057	0,0005 1,0432	0,0005 1,0910	0,0008 1,1524	0,001 1,232	0,003 1,345	0,004 1,415	0,003 1,498	0,003 1,602	0,004 1,731	0,004 1,892	0,004 2,092	0,006 2,594	0,007 3,155	0,008 3,706	0,01 4,22	0,01 4,70	0,02 5,14
900	0,0003 0,9603	0,0003 0,9765	0,0004 1,0038	0,0005 1,0409	0,0005 1,0879	0,0008 1,1481	0,002 1,226	0,004 1,334	0,004 1,401	0,003 1,480	0,003 1,576	0,003 1,693	0,004 1,837	0,004 2,014	0,005 2,458	0,006 2,966	0,008 3,478	0,01 3,97	0,01 4,41	0,02 4,84
950	0,0003 0,9584	0,0003 0,9748	0,0004 1,0019	0,0005 1,0386	0,0005 1,0848	0,0010 1,1439	0,002 1,220	0,004 1,324	0,004 1,388	0,003 1,463	0,003 1,552	0,003 1,660	0,004 1,790	0,004 1,948	0,005 2,344	0,006 2,806	0,007 3,282	0,01 3,74	0,01 4,17	0,02 4,57
1000	0,0003 0,9566	0,0003 0,9731	0,0004 1,0000	0,0005 1,0363	0,0005 1,0818	0,0012 1,1398	0,003 1,214	0,004 1,314	0,004 1,376	0,003 1,447	0,003 1,530	0,003 1,630	0,004 1,750	0,004 1,892	0,005 2,248	0,005 2,670	0,006 3,111	0,01 3,54	0,01 3,95	0,02 4,34

Примечание. Значение при температуре 0 °C и давлении 1 бар соответствует метастабильному жидкому состоянию. При этих значениях температуры и давления стабильным является твердое состояние.

Таблица 2.1, а

Удельные затраты воды и водяного пара (Дж/г)  
(В каждой строке число сверху определяет величину, а нижнее — влажность)

Дав- ление, бар	Температура, °С																			
	0	50	100	150	200	250	300	350	375	400	425	450	475	500	550	600	650	700	750	800
0	2502	2595	2689	2784	2880	2978	3077	3178	3229	3280	3332	3484	3436	3489	3597	3706	3817	3929	4043	4159
1	0,06	209,3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4
5	0,01	0,1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
10	0,02	0,2	0,2	0,3	0,3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
25	0,50	211,3	421,0	633,4	852,8	2881	3009	3126	3184	3240	3295	3350	3406	3462	3574	3686	3799	3914	4030	4147
50	5,05	213,5	422,8	634,9	853,8	1085,8	2925	3068	3134	3196	3257	3317	3375	3434	3550	3666	3782	3898	4016	4136
75	7,58	215,7	424,7	636,5	855,0	1085,9	2814	3003	3079	3149	3216	3280	3342	3404	3526	3645	3764	3883	4003	4124
100	10,1	217,9	426,6	638,1	856,1	1086,0	1343	2924	3017	3098	3172	3242	3309	3374	3501	3625	3747	3868	3990	4112
125	12,6	220,0	428,5	639,7	857,2	1086,1	1340	2826	2946	3041	3125	3201	3273	3343	3476	3604	3729	3852	3976	4100
150	15,1	222,1	430,4	641,1	858,3	1086,3	1338	2692	2861	2978	3073	3157	3235	3310	3450	3582	3711	3836	3962	4089
175	17,6	224,3	432,3	642,9	859,5	1086,5	1336	1663	2755	2905	3017	3111	3196	3277	3423	3560	3692	3821	3949	4077
200	20,1	226,5	434,2	644,5	860,6	1086,8	1334	1646	2605	2819	2955	3062	3155	3241	3396	3538	3673	3805	3935	4065
225	22,6	228,6	436,1	646,1	861,8	1087,3	1332	1633	1980	2715	2885	3009	3112	3205	3368	3515	3654	3789	3922	4053
250	25,1	230,7	438,0	647,7	863,0	1087,7	1331	1623	1850	2580	2807	2952	3066	3167	3339	3492	3635	3773	3908	4041
	0,5	0,3	0,4	0,4	0,6	0,8	1	3	8	8	6	6	6	6	8	10	10	12	12	13

Продолжение табл. 2.1, а

Дав- ле- ние, бар	Температура, °С																			
	0	50	100	150	200	250	300	350	375	400	425	450	475	500	550	600	650	700	750	800
275	27,5 0,5	232,8 0,3	439,9 0,4	649,3 0,4	864,2 0,6	1088,2 0,8	1330 1	1615 3	1814 8	2383 8	2718 6	2890 6	3018 6	3125 6	3308 8	3467 10	3615 10	3757 12	3894 13	4030 13
300	30,0 0,5	235,0 0,3	441,8 0,4	650,9 0,4	865,4 0,6	1088,7 0,8	1329 1	1609 3	1791 6	2157 8	2614 6	2822 6	2667 6	3084 6	3278 8	3444 10	3596 10	3740 13	3880 13	4018 13
350	34,9 0,6	239,2 0,3	445,6 0,4	654,1 0,4	867,9 0,6	1090 1	1327 1	1598 3	1762 6	1992 8	2375 6	2672 6	2858 6	2998 6	3216 8	3396 10	3557 10	3708 13	3853 13	3994 13
400	39,7 0,7	243,5 0,3	449,4 0,4	657,4 0,4	870,4 0,6	1091 1	1325 1	1590 3	1743 6	1934 8	2203 6	2514 6	2741 6	2906 6	3153 8	3347 10	3518 10	3676 13	3826 13	3971 13
450	44,6 0,8	247,7 0,4	453,2 0,4	660,7 0,4	873,0 0,6	1092 1	1324 1	1582 3	1729 6	1901 8	2115 6	2380 6	2624 6	2813 6	3088 8	3298 10	3478 10	3643 13	3798 13	3948 13
500	49,3 0,8	252,0 0,4	457,0 0,4	664,0 0,4	875,6 0,6	1094 1	1324 2	1577 3	1717 6	1878 8	2064 6	2288 6	2522 6	2723 6	3023 8	3249 10	3439 10	3611 13	3771 13	3925 14
550	54,1 0,8	256,2 0,4	460,8 0,4	667,3 0,4	878,4 0,6	1096 1	1323 2	1572 3	1709 6	1860 8	2030 8	2228 8	2439 8	2641 8	2960 8	3200 10	3400 10	3579 13	3744 13	3902 14
600	58,8 0,9	260,4 0,4	464,6 0,4	670,6 0,4	881,1 0,7	1097 1	1323 2	1568 3	1702 6	1847 8	2005 8	2183 8	2378 8	2571 8	2900 8	3153 10	3362 10	3547 13	3718 13	3879 13
650	63,5 1,0	264,6 0,4	468,4 0,4	674,0 0,5	883,8 0,8	1099 1	1323 2	1565 3	1696 6	1836 8	1986 8	2151 8	2330 8	2514 8	2844 8	3107 10	3324 10	3516 13	3692 13	3857 15
700	68,1 1,0	268,8 0,5	472,1 0,5	677,3 0,5	886,6 0,8	1101 1	1323 2	1562 3	1691 6	1828 8	1971 8	2126 8	2294 8	2468 8	2793 8	3062 10	3288 10	3486 13	3666 14	3836 16
750	72,7 1,1	273,0 0,6	476,0 0,5	680,7 0,5	889,3 0,9	1103 1	1324 2	1560 4	1687 6	1820 8	1958 8	2106 8	2265 8	2430 8	2748 8	3021 10	3253 10	3456 13	3641 15	3814 17
800	77,3 1,2	277,1 0,7	479,8 0,7	684,0 0,7	892,2 0,9	1105 1	1324 2	1559 4	1684 6	1814 8	1948 8	2090 8	2241 8	2399 8	2709 8	2983 10	3219 10	3428 13	3617 15	3793 18
850	81,9 1,2	281,3 0,8	483,6 0,8	687,4 0,8	895,0 1,0	1107 2	1325 2	1557 4	1681 6	1808 8	1938 8	2077 8	2222 8	2373 8	2674 8	2948 10	3187 10	3400 13	3593 16	3773 19
900	86,5 1,2	285,4 0,9	487,3 0,9	690,8 0,9	898,0 1,0	1109 2	1326 2	1557 4	1678 6	1804 8	1932 8	2065 8	2206 8	2351 8	2644 8	2916 10	3157 10	3373 13	3570 16	3753 20
950	91,1 1,2	289,6 1,0	491,2 1,0	694,2 1,0	900,9 1,3	1111 2	1327 3	1556 5	1676 6	1799 8	1925 8	2056 8	2193 8	2333 8	2618 8	2887 10	3129 10	3348 13	3548 16	3734 20
1000	95,7 1,2	293,7 1,2	495,0 1,2	697,6 1,2	903,8 1,5	1114 2	1328 3	1555 5	1674 6	1796 8	1920 8	2047 8	2181 8	2318 8	2595 8	2861 10	3103 10	3324 13	3527 16	3715 20

Примечания. Принимается, что удельная внутренняя энергия жидкой фазы обращается в нуль в тройной точке. При давлении 0 и 1 бар жидкая фаза метастабильна. В этих точках стабильной является твердая фаза.

Теплота испарения. Испарение жидкости происходит при сообщении ей теплоты; мольной теплотой испарения называется количество теплоты, которое необходимо сообщить 1 моллю жидкости, чтобы перевести ее в парообразное состояние. Теплота испарения уменьшается при повышении температуры и обращается в нуль в критической точке (рис. 2.3 и 2.4).

Для сравнения веществ различного химического состава необходимо рассмотреть теплоту испарения единицы массы вещества при постоянном давлении. Тогда становится ясно, что вода — жидкость с наибольшей теплотой испарения: 583,2 кал/г при 25 °С и 539 кал/г при 100 °С (см. рис. 2.3, табл. 2.1).

Теплота испарения углеводородов мала: у большинства из них ее значения лежат в пределах 80–90 кал/г при 25 °С и уменьшаются с ростом температуры (см. рис. 2.4).

### 2.1.2. Разделение смесей на компоненты

Смесь двух чистых веществ. Для смеси двух чистых веществ, имеющих различные кривые испарения в трехмерном пространстве (концентрации, давления, температуры), есть область сосуществования жидкой и газовой фаз. Пересечение этого пространства плоскостью  $p = \text{const}$  или  $T = \text{const}$  определяет область, ограниченную кривыми испарения и конденсации (рис. 2.5 и 2.6).

Диаграммы равновесия жидкость — газ могут иметь вид гораздо

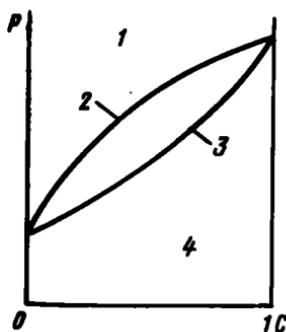


Рис. 2.5. Диаграммы состояния жидкость — пар бинарных гомогенных смесей при  $P = \text{const}$  (температура  $T$  — концентрация  $C$  легколетучего компонента):

1 — жидкость; 2 — линия парообразования; 3 — линия конденсации; 4 — пар

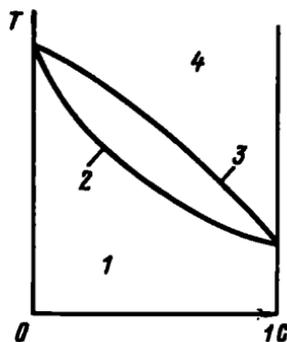


Рис. 2.6. Диаграммы состояния жидкость — пар бинарных гомогенных смесей при  $T = \text{const}$  (давление  $P$  — концентрация  $C$  легколетучего компонента)

Обозначения: см. рис. 2.5

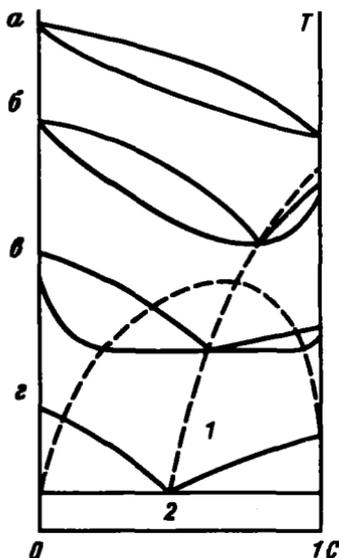


Рис. 2.7. Диаграммы изменения состояния жидкость — пар для бинарных смесей:

*a* — классическая диаграмма; *б* — для азеотропного раствора; *в* — для раствора с зоной несмесимости; *1* — паровая фаза; *2* — две жидкие фазы

более сложный, чем диаграммы, соответствующие простейшему случаю (см. рис. 2.5 и 2.6).

Если нагревать при постоянном давлении бинарную смесь заданного состава при температурах, лежащих выше температур кипения, смесь распадается

на две фазы различного состава, причем газообразная фаза обогащена относительно исходной смеси легколетучим компонентом, т.е. циклическое повторение процесса испарения — конденсации позволяет разделить смесь на фракции (рис. 2.7).

Гомогенная смесь многих компонентов. Нагревание гомогенной смеси нескольких компонентов до температуры кипения приводит к обогащению газовой фазы парами легколетучих фракций; жидкая же фаза при повышении температуры обогащается тяжелыми фракциями. Испаряя, а затем конденсируя последовательно выделяемые фракции, можно получить кривую дистилляции смеси.

Кривые дистилляции различных смесей сравниваются на специальном оборудовании, например, на дистилляторе Хемпеля для перегонки сырой нефти [2.2].

Дистилляция при пониженном давлении. Перегонка смеси углеводородов при атмосферном давлении может сопровождаться крекингом остаточной жидкой фракции при температурах, превышающих 350 °С. Поэтому при атмосферном давлении ее никогда не поднимают до таких значений (см. 2.2.3). Чтобы дополнить кривую дистилляции, как правило, проводят перегонку остаточной фракции при пониженном давлении, а затем с помощью номограмм соотносят (используя экстраполяцию) эти результаты с кривой при атмосферном давлении.

### 2.1.3. Дистилляция в присутствии водяного пара или стриппинг

Рассмотрим несмешиваемую систему, одна фаза которой представляет смесь жидких углеводородов, а другая — воду. Из законов термодинамики для системы несмешиваемых жидкостей можно сделать следующий вывод: при температуре  $T$ , давлении кипения (или давлении насыщения)  $P_h$  смеси углеводородов, давлении насыщения водяного пара  $P_e$  углеводороды и вода находятся в жидком состоянии, если давление в системе удовлетворяет неравенству

$$p > P_e + P_h. \quad (2.2)$$

При  $p < P_e + P_h$  сосуществуют три фазы: две жидкости — вода и нефть, обогащенная тяжелыми фракциями относительно своего начального состава;

газовая фаза — смесь летучих углеводородов и водяного пара.

Присутствие воды облегчает перегонку углеводородов, что используется при смешении углеводородов с водяным паром (стриппинге), когда пар пропускают через смесь жидких углеводородов для того, чтобы понизить содержание легколетучих компонентов.

## 2.2. ХИМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Углеводороды имеют различные термодинамические и кинетические параметры реакционной способности. Однако скорость разложения большинства из них при обычной температуре в отсутствие катализатора близка к нулю. Превращения протекают заметно при повышении температуры или под воздействием определенных веществ, например кислорода. Некоторые химические реакции превращения идут при использовании термических методов.

### 2.2.1. Термодинамика химических реакций

Химические реакции могут быть описаны с помощью модифицированных функций состояния реакционной смеси. Для анализа химической реакции наиболее важны две термодинамические величины: изменение энтальпии смеси и изменение энергии Гиббса (свободной энергии).

Энтальпия реакции. Пусть химическая реакция соответствует стехиометрическому уравнению



Изменение энтальпии системы или энтальпия химической реакции записывается при температуре  $T$  в виде

$$\Delta H = \gamma H_C + \delta H_D - \alpha H_A - \beta H_B, \quad (2.3)$$

где  $H$  — мольная энтальпия соответствующего компонента.

При экзотермической реакции  $\Delta H$  отрицательна, так как в этом случае теплота выделяется во внешнюю среду. При эндотермической реакции  $\Delta H$  положительна, так как система забирает теплоту из окружающей среды. Обычно энтальпию реакции определяют, исходя из стандартных значений энтальпий  $\Delta H_f^\circ$  образования соответствующего компонента из простых веществ.

В стандартных условиях

$$\Delta H = \gamma \Delta H_f^\circ + \delta \Delta H_f^\circ - \alpha \Delta H_f^\circ - \beta \Delta H_f^\circ. \quad (2.4)$$

Пример. Энтальпия полного сжигания метана



$$\Delta H = \Delta H_{\text{CO}_2}^\circ + 2 \Delta H_{\text{H}_2\text{O}}^\circ - \Delta H_{\text{CH}_4}^\circ;$$

Стандартная энтальпия образования веществ, вступающих в химическое взаимодействие при  $25^\circ \text{C}$ , равна:

$$(\Delta H_{\text{CH}_4}^\circ)_{25^\circ \text{C}} = -17,9 \text{ ккал на 1 моль газообразного } \text{CH}_4;$$

$$(\Delta H_{\text{CO}_2}^\circ)_{25^\circ \text{C}} = -94,05 \text{ ккал на 1 моль газообразного } \text{CO}_2;$$

$$(\Delta H_{\text{H}_2\text{O}}^\circ)_{25^\circ \text{C}} = -57,8 \text{ ккал на 1 моль газообразной } \text{H}_2\text{O} = -68,3 \text{ ккал на 1 моль жидкой } \text{H}_2\text{O}.$$

Следовательно, при сжигании одного моля  $\text{CH}_4$

$$\Delta H_f = -191,75 \text{ ккал (газообразная } \text{H}_2\text{O});$$

$$\Delta H_f = -212,75 \text{ ккал (жидкая } \text{H}_2\text{O}).$$

Как правило, окисление и горение — экзотермические реакции (выделяемая теплота  $Q = -\Delta H > 0$ ). Для таких реакций введено понятие теплоты сгорания, т.е. количества теплоты, выделяемой при полном сгорании единицы массы горючего вещества.

Наименьшая теплота сгорания предельных углеводородов с линейными молекулярными цепями, определенная для получения  $\text{H}_2\text{O}$  в газовой фазе, составляет примерно 10 500 ккал/кг; наибольшая (для получения  $\text{H}_2\text{O}$  в жидкой фазе) — около 11 000 ккал на 1 кг топлива.

Энтальпию реакции можно рассчитать из энергетического баланса химических связей, образующихся и разрушающихся в ходе реакции: энтальпия равна сумме энергий образования связей минус сумма энергий разрыва связей (табл. 2.2).

Таблица 2.2 [2.3]

## Энергия связи для газообразных веществ

Связь	Энергия связи, ккал/моль	Связь	Энергия связи, ккал/моль
C—C	83,1	C—O	84,0
C=C	147,0	C=O (альдегиды)	171,0
C≡C	194,0	C=O (кетоны; кислоты; CO; CO <sub>2</sub> )	174,0
C—H	98,8		
C—O	33,2		
O—H	110,2	H—H	104,2

Примечание. Энтальпии образования одноатомных газов из элементов в стандартных условиях, ккал/моль: O — 59,16; C — 171,7; H — 52,09.

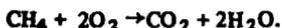
Иногда энергетический баланс связей не дает возможности вычислить тепловой эффект реакции, если в ней участвуют вещества с резонансной структурой (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>, CO . . .), в таких случаях необходимо учитывать энергию резонанса этих веществ (табл. 2.3).

Таблица 2.3 [2.3]

## Энергия резонанса

Вещество	Формула	Энергия резонанса, ккал/моль
Карбоновые кислоты	RCOOH	28,0
Оксид углерода	CO	83,0
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	36,0
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	37,0

Пример 1. Реакция полного сгорания метана



Энергия образования связей (газообразные продукты реакции) формируется из энергий, ккал:

образования

двух связей C=O . . . . .	348
четырёх связей O—H . . . . .	442,4
резонанса CO <sub>2</sub> . . . . .	36
	826,4

Энергия разрыва связей (газообразные реагенты) формируется из энергий, ккал:

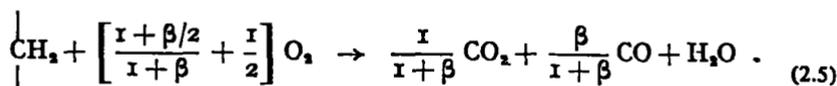
разрыва четырёх связей C—H . . . . .	395,2
образования четырёх свободных атомов O . . . . .	236,6

631,8

Теплота реакции —  $\Delta H_i = -194,6$  ккал.

Видно, что теплота реакции, вычисленная при подсчете энергии связей, отличается лишь на 1,5 % от значения, полученного при сложении величин энтальпии исходных и конечных продуктов реакции.

Пример 2. Реакция неполного сгорания группы  $\text{CH}_2$  насыщенного газообразного углеводорода:



Энергия образования связей (газообразные продукты реакции) формируется из энергий, ккал:

образования:

$$2 \left[ \frac{1}{1 + \beta} \right] + \beta \left( \frac{1}{1 + \beta} \right) \text{ связей } \text{C}=\text{O} \dots\dots\dots 174 \frac{2 + \beta}{1 + \beta}$$

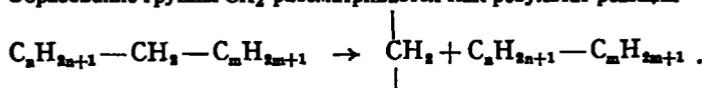
$$\text{двух связей } \text{O}-\text{H} \dots\dots\dots .221,2$$

резонанса $1/(1 + \beta)$	молей $\text{CO}_2$ .....	.36/(1 + $\beta$ )
резонанса $\beta/(1 + \beta)$	молей $\text{CO}$ .....	.83 $\beta/(1 + \beta)$

---


$$\Sigma 221,2 + \frac{384 + 257 \beta}{1 + \beta}$$

Образование группы  $\text{CH}_2$  рассматривается как результат реакций



Энергия разрыва связей (газообразные реагенты) формируется из энергий, ккал:

разрыва связи $\text{C}-\text{C}$ .....	83,1
разрыва двух связей $\text{C}-\text{H}$ .....	.197,6
образования $\left[ \frac{2 + \beta}{1 + \beta} + 1 \right]$ атомов $\text{O}$ .....	59,15 $\left[ \frac{2 + \beta}{1 + \beta} + 1 \right]$

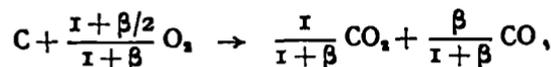
---


$$\Sigma 339,85 + \frac{118,3 + 59,15 \beta}{1 + \beta}$$

Отсюда получаем, что

$$-\Delta H = \frac{265,7 + 197,85 \beta}{1 + \beta} - 118,65 \text{ kcal} \quad (2.6)$$

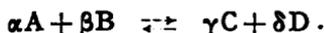
Пример 3. Аналогично можно найти теплоту реакции неполного сгорания углевода в виде графита:



которая составляет

$$-\Delta H' = \frac{265,7 + 197,85 \beta}{1 + \beta} - 171,7 \text{ kcal}.$$

Энергия Гиббса. Многие реакции обратимы, т. е. реагенты  $A$  и  $B$  в ходе химической реакции превращаются в вещества  $C$  и  $D$ , которые, в свою очередь, вступив друг с другом в реакцию, превращаются в  $A$  и  $B$ , т.е.



Если вещества  $A$ ,  $B$ ,  $C$  и  $D$  находятся при определенных температуре и давлении, то реакция протекает в том или другом направлении до установления термодинамического равновесия.

Равновесные концентрации  $J_{eq}$  компонентов  $J$  связаны друг с другом соотношением

$$k_{eq} = \frac{(C)_{eq}^{\gamma} (D)_{eq}^{\delta}}{(A)_{eq}^{\alpha} (B)_{eq}^{\beta}}. \quad (2.9)$$

Константа равновесия  $k_{eq}$  не зависит от концентраций, но связана экспоненциальным законом с энергией Гиббса реакции  $\Delta G$  и абсолютной температурой  $T$ . Если концентрации  $J_{eq}$  выражены через парциальные давления, то константа равновесия  $k_{eq}$  выражается соотношением

$$\ln k_{eq} = -\frac{\Delta G}{RT}. \quad (2.10)$$

Энергию Гиббса реакции определяют следующим образом:

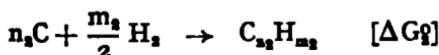
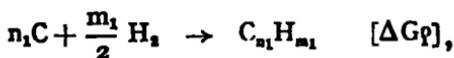
$$\Delta G = \Delta H - T \Delta S = \gamma \Delta G_{\gamma} + \delta \Delta G_{\delta} - \beta \Delta G_{\beta} - \alpha \Delta G_{\alpha} \quad (2.11)$$

где  $\Delta G_J^0$  — изменение стандартной энергии Гиббса при образовании компонента  $J$  из простых атомов.

Если значение энергии Гиббса образования сложного вещества положительно, то вещество, как правило, должно распадаться. Однако так случается не всегда, потому что возможные с точки зрения термодинамики реакции в реальных условиях происходят лишь при достаточно высокой скорости процесса.

Пример. Хотя энергия Гиббса образования большинства углеводородов из атомов положительна при температурах, близких к температуре окружающей среды (рис. 2.8), у них в данном температурном интервале не наблюдается никакой тенденции к диссоциации. Следовательно, речь идет о соединениях, находящихся в метастабильном состоянии. Однако с увеличением температуры возрастает их реакционная способность. При рассмотрении стабильности углеводородов  $C_n H_m$  необходимо учитывать условия установления термодинамического равновесия.

При реакциях



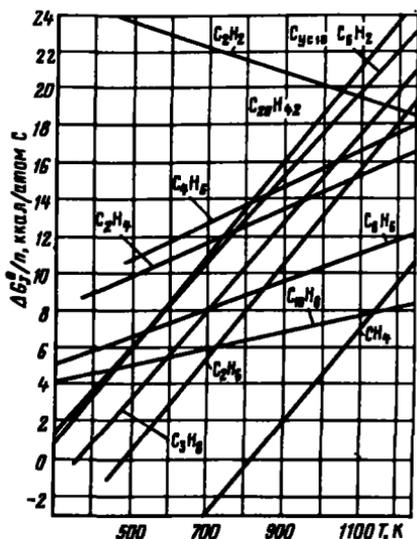
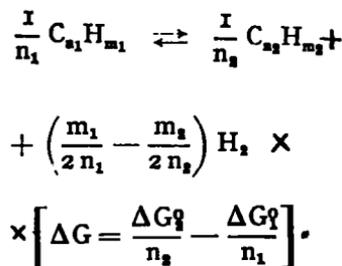


Рис. 2.8. Зависимость энергии Гиббса реакций образования углеводородов от температуры [2.4]

равновесный процесс превращения углеводорода 1 в углеводород 2 записывается следующим образом:



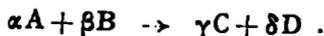
Энергия Гиббса данной реакции равна разности энергий Гиббса образования этих углеводородов (на атом углерода). Энергия Гиббса образования водорода равна нулю, так как простые вещества приняты за исходные для расчета термодинамических величин.

Если  $\frac{\Delta G_1^0}{n_1} > \frac{\Delta G_2^0}{n_2}$  ( $\Delta G < 0$ ), то реакция образования углеводорода 2

более вероятна, чем реакция образования углеводорода 1, ибо второе вещество стабильнее первого. Из рис. 2.8 видно, что наиболее стабильны при низких температурах парафины, однако их стабильность уменьшается при росте длины молекулярной цепи; если температура превышает 400 °C, то наиболее стабильными становятся соединения ароматического ряда. При повышении температуры до 700 °C создаются наиболее благоприятные условия для образования непредельных углеводородов; наконец, при температуре выше 800 °C предполагается получение одного лишь ацетилена.

## 2.2.2. Химическая кинетика

Определение скорости реакции. Запишем химическую реакцию в самом общем виде:



В ходе реакции вещества *A* и *B* превращаются в вещества *C* и *D*. Если в зоне реакции объемом *v<sub>r</sub>* содержится *n<sub>J</sub>* молей вещества *J*, то скорость реакции *U<sub>J</sub>* определяется абсолютной скоростью изменения количества данного вещества в суммарном количестве веществ, присутствующих в зоне реакции, отнесенной к единице ее объема:

$$U'_J = \frac{1}{v_r} \left| \frac{dn_J}{dt} \right|. \quad (2.12)$$

При постоянном объеме зоны реакции величина  $U'_j$  равна скорости изменения концентрации вещества  $J$ . Скорость реакции можно рассчитать для любого компонента или продукта реакции, причем все полученные значения будут связаны друг с другом стехиометрическими коэффициентами реакции:

$$\frac{U'_A}{\alpha} = \frac{U'_B}{\beta} = \frac{U'_C}{\gamma} = \frac{U'_D}{\delta} = U'.$$

Иногда удобно использовать приведенную скорость или частоту реакции  $U_j$ , равную отношению  $U'_j$  к суммарной мольной концентрации компонентов в зоне реакции [25]:

$$U_j = \frac{U'_j}{\sum n_j / v_r} = \left| \frac{dn_j}{\sum n_j \cdot dt} \right|. \quad (2.13)$$

Скорость элементарных реакций в гомогенной фазе. Пусть вещества  $A$  и  $B$  вступают в следующую химическую реакцию:



Чем больше масса веществ  $A$  и  $B$  в зоне реакции, тем чаще происходит реакция взаимодействия. Теория столкновений позволяет количественно определить частоту взаимодействия двух веществ  $A$  и  $B$ , которое может произойти лишь при соударении их молекул. Отсюда следует, что в выражение, описывающее скорость реакции, входят следующие члены:

частота соударений  $\nu$  молекул двух химических веществ;

вероятность того, что произошло соударение молекул именно веществ  $A$  и  $B$ , которая определяется произведением молярных концентраций  $A$  и  $B$ :

$$\frac{n_A}{\sum n_j} \cdot \frac{n_B}{\sum n_j};$$

вероятность того, что энергия столкнувшихся молекул  $A$  и  $B$  достаточна для их взаимодействия; она равна

$$e^{-E_0/RT},$$

где  $E_0$  — энергия активации реакции;  $T$  — абсолютная температура;  $R$  — универсальная газовая постоянная;

коэффициент, называемый пространственным множителем, используемый тогда, когда реакция протекает только при столкновении молекул с определенной пространственной ориентацией.

Окончательно получаем

$$U_A = - \frac{dn_A}{\sum n_j \cdot dt} = U_B = - \frac{dn_B}{\sum n_j \cdot dt} = f v_{coll} e^{-E_0/RT} \left( \frac{n_A}{\sum n_j} \right) \left( \frac{n_B}{\sum n_j} \right)$$

или

$$U'_A = - \frac{dn_A}{v_r dt} = U'_B = - \frac{dn_B}{v_r dt} = \frac{f v_{coll} v_r}{\sum n_j} e^{-E_0/RT} \left( \frac{n_A}{v_r} \right) \left( \frac{n_B}{v_r} \right),$$

где  $n_j/v_r$  — молярная концентрация вещества  $J$ .

Таким образом получают классическое выражение для скорости реакции:

$$U'_{A_1} = k'_1 (A), \quad (2.14)$$

в котором константа скорости  $k'$  — экспоненциальная функция абсолютной температуры (закон Аррениуса):

$$k' = k'_0 e^{(-E/RT)}, \quad (2.15)$$

В большинстве элементарных реакций участвуют только два реагента — в этом случае реакции называются бимолекулярными, однако существуют мономолекулярные реакции (реакции разложения), скорость которых равна

$$U'_{A_1} = k'_1 (A), \quad (2.16)$$

а также тримолекулярные реакции, в которых участвуют три вещества  $A$ ,  $B$  и  $C$ . В этом случае скорость реакции

$$U'_{A_3} = k'_3 (A) (B) (C). \quad (2.17)$$

**Пример.** Цепные реакции представляют собой последовательность элементарных реакций, в которых участвуют промежуточные соединения, получаемые в ходе каждого элементарного акта. Таким образом, окисление происходит в результате образования свободных радикалов. Свободные радикалы нестабильны и очень активны, так как стремятся восстановить свои химические связи.

Цепные реакции состоят из следующих этапов.

а. Инициирование, т. е. образование активных радикалов под воздействием инициатора  $I$ :

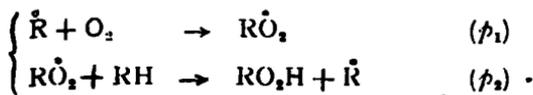
Инициатор  $I \rightarrow$  радикалы  $\overset{\ominus}{R} (i)$ .

Скорость инициирования

$$U'_i = k'_i (I).$$

Значение  $U'_i$  зависит от способа инициирования реакции.

б. Акты распространения, соответствующие последовательно протекающим реакциям окисления:



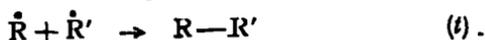
Радикал  $\dot{R}$  – восстановитель; радикал  $RO_2$  – промежуточное соединение, скорость образования которого равна скорости его разрушения при установлении стационарного режима, когда концентрация  $RO_2$  постоянна.

Тогда скорость распространения реакции

$$\begin{aligned} U' &= k'_{p_1} (\dot{R}) (O_2) \\ &= k'_{p_2} (RO_2) (RH) \end{aligned}$$

Образование перекиси  $RO_2H$  обычно является первым этапом окисления жидких углеводородов при низкой температуре.

в. Заключительный этап, соответствующий рекомбинации радикалов, обеспечивающих течение реакции окисления:



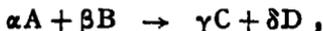
Скорость окончания реакции

$$U'_t = k'_t (\dot{R}) (\dot{R}')$$

Обычно реакции рекомбинации простых радикалов являются тримолекулярными: они протекают, например, на стенках.

Скорость окончания цепной реакции  $U'_t$  равна скорости инициирования  $U'_i$ , общая скорость реакции – скорости ее распространения.

Скорость сложных реакций в гомогенной фазе. В практике редко встречаются реакции, описываемые элементарными процессами. Для реакции типа



являющейся результатом цепи элементарных актов, прибегают к обобщению соотношения (2.14), выражая скорость реакции в виде степенной функции концентраций различных компонентов:

$$U' = k' (A)^a (B)^b (C)^c \dots \quad (2.18)$$

Показатели степени  $a$ ,  $b$  и  $c$  называются порядками реакции для соответствующих реагентов; они могут быть целыми или дробными числами, положительными или отрицательными. В действительности, здесь рассматриваются кажущиеся порядки; речь идет лишь о формальном определении скорости какой-либо реакции, и значения этих порядков могут считаться постоянными лишь приближенно.

Аналогично для определения констант скорости какой-либо реакции пользуются формулой Аррениуса (2.15), однако в данном случае  $E$  обозначает кажущуюся энергию активации, величина которой не изменяется лишь в определенном температурном интервале. Величины кажущихся парциальных порядков и энергий активации определяются опытным путем.

Пример. Скорость окисления углеводорода RH растворенным кислородом



$$U'_{or} = k' (RH)^m (O_2)_{dts}^n$$

Некоторые соединения, находящиеся в смеси реагирующих веществ (пусть даже в очень небольших количествах), оказывают заметное влияние на скорость реакции: она возрастает в присутствии катализаторов и снижается при наличии ингибиторов. К слабым ингибиторам относятся амины, фенолы, серусодержащие соединения и некоторые поликонденсированные ароматические углеводороды – соединения, реагирующие с перекисными радикалами  $RO_2$  с образованием стабильных веществ или неактивных радикалов. С другой стороны, производные некоторых металлов часто оказывают каталитическое действие на окисление в жидкой фазе. Иногда их роль заключается лишь в разрушении антиокислителей. Именно так можно объяснить каталитическую активность ряда металлов при окислении сырой нефти, в состав которой всегда входят вещества, препятствующие окислению. Однако некоторые переходные металлы принимают непосредственное участие в цепной реакции окисления: так, соли кобальта в некоторых случаях могут реагировать с перекисью  $RO_2H$  с образованием новых радикалов  $RO_2$ , необходимых для поддержания цепной реакции [2.6].

Небольшие количества таких оксидов металлов, как  $CuO$ ,  $MnO_2$ ,  $Cr_2O_3$ ,  $NiO$ ,  $CoO$ , добавленные в виде суспензии в углеводород, также могут повысить скорость реакции окисления в жидкой фазе [2.6]. Однако в этом случае инициирование реакции окисления возникает одновременно и распределяется неравномерно по объему зоны реакции (гетерогенная реакция).

Скорость гетерогенных реакций. Некоторые реакции протекают на границе фаз, например, воздействие кислорода на твердый углеродсодержащий осадок или на тонкую пленку углеводорода. Скорость этой реакции является линейной функцией площади поверхности реакции  $S_r$  и степенной функцией концентраций реагентов  $J$  на поверхности реакции с показателями степени  $r_j$ :

$$\frac{1}{v_r} \left| \frac{dn_j}{dt} \right| = k'_s \left( \frac{S_r}{v_r} \right) \cdot \prod_j (J)_s^{r_j} \quad (2.19)$$

Если концентрации компонентов на поверхности  $J_s$  равны их концентрациям  $J_\infty$  в объеме, то получаем общее выражение скорости реакции. Если же диффузия реагентов к поверхности происходит медленно, то скорость реакции может быть ограничена скоростью диффузии, тогда

$$\left| \frac{dn_j}{dt} \right| = h S_r [(J)_\infty - (J)_s] \quad (2.20)$$

С ростом температуры это ограничение увеличивается, так как константа скорости поверхностной реакции  $k'_s$  изменяется по экспоненциальному закону при повышении температуры, а коэффициент переноса  $h$  практически не меняется.

Пример 1. Если углеводороды контактируют со стенкой при температуре, превышающей 300–400 °С, то происходит их осаждение на ней. Скорость образова-

ния осадка может быть представлена как изменение его массы в единицу времени и в единице объема зоны реакции:

$$\frac{1}{v_r} \frac{dm_c}{dt} = k'_{0c} e^{-E/RT} \left( \frac{s_r}{v_r} \right). \quad (2.21)$$

Или же можно отнести скорость реакции к массе  $m_c$  отложений, присутствующих в зоне реакции объема  $v_r$ :

$$\frac{1}{m_c} \frac{dm_c}{dt} = k'_{0c} e^{-E/RT} \left( \frac{s_r}{m_c} \right). \quad (2.22)$$

где  $m_c$  — масса осажденного вещества;  $s_r$  — площадь поверхности, покрытой осажденным углеродом.

Такие осадки образуются, например, при прохождении газообразных углеводородных соединений через реактор каталитического крекинга [2.7], [2.8]. Кокс, образовавшийся таким способом, распределен по всему катализатору, он содержит от 80 до 90 % углерода и от 3 до 8 % водорода. Количество осажденного вещества зависит от природы углеводородов: наиболее активно осадок образуется из ароматических углеводородов; наиболее медленно осаждается парафин [2.9]. Кроме того, некоторые переходные металлы способствуют образованию кокса из углеводородов [2.7]. Причем чем выше дегидрогенизирующая активность металлов, тем заметнее их каталитическое воздействие. Металлы, катализаторы реакции образования твердого углерода, можно расставить по степени их активности в следующий ряд:

$$\text{Cu} < \text{V} < \text{Fe} < \text{Cr} \approx \text{Zn} < \text{Ni},$$

Подобные отложения образуются в тех зонах промышленных камер сгорания, где содержание кислорода и температура недостаточно высоки для сгорания осадка. Были предложены [2.12] некоторые эмпирические зависимости между характеристиками горючих веществ и масштабами осаждения: отношение водород/углерод — количество осадка, полученного при точно заданных условиях (осадок Конрадсона). В [2.13] рассмотрены вопросы осаждения углерода на стеклянных шариках.

Пример 2. Сжигание кокса, осажденного на катализаторе реакторов для крекинг-процесса, необходимо для регенерации катализаторов. Углерод вступает в реакцию с кислородом на внешней поверхности массы кокса [2.14].

Скорость реакции гетерогенного сгорания можно определить по следующей обобщенной формуле:

$$-\frac{1}{m_c} \frac{dm_c}{dt} = k_{0c}^* e^{-E^*/RT} \left( \frac{s_r}{m_c} \right) p_{O_2}^n, \quad (2.23)$$

Площадь поверхности активной зоны  $s_r/m_c$  зависит от площади удельной поверхности носителя катализатора  $s/m_s$  и остаточной массы кокса:

$$-\frac{1}{m_c} \frac{dm_c}{dt} = k_{0c}^* e^{-E^*/RT} \left( \frac{s}{m_s} \right) \left( \frac{m_c}{m_s} \right)^q p_{O_2}^n. \quad (2.24)$$

В ряде работ, например [2.15], показано, что показатели степени  $n$  и  $q$  могут считаться равными единице, хотя при малых концентрациях водорода в коксе  $n \approx 2$  [2.16]. Расхождение в данных может быть отчасти объяснено различием скоростей сгорания водорода и углерода, содержащихся в осадке. Обычно энергия активации  $E^*$  колеблется в интервале от 25 до 40 ккал/моль, причем она возрастает при снижении содержания водорода [2.17].

Методы исследования кинетики реакций. Кинетические законы устанавливаются при изучении воздействия каждого параметра, например, концентрации реагентов, температуры, а также изменения скорости расхода какого-либо реагента или скорости образования какого-либо продукта реакции.

Для определения, хотя бы качественного, скорости реакции применяют методы дифференциального термического анализа (ДТА), базирующиеся на тепловом эффекте некоторых реакций. Аппаратура для ДТА состоит из двух идентичных тиглей, в один из которых помещают небольшое количество исследуемого реагента, в другой — эталонное соединение. Оба вещества нагревают в присутствии участвующего в реакции компонента (при окислении — в присутствии кислорода). Разность температур в двух тиглях позволяет судить о течении реакции.

Совместное использование термогравиметрического анализа (ТГА), состоящего в определении изменения массы реагента при повышении температуры, и анализа отходящих газов (АОГ) в тех же условиях, позволяет изучать скорости химических превращений некоторых веществ в зависимости от температуры.

### 2.2.3. Пиролиз углеводородов

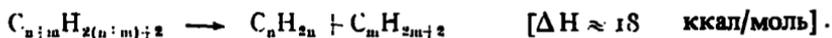
Химические превращения углеводородов при нагревании называются пиролизом. При пиролизе протекают реакции трех видов: дегидрогенизация, крекинг и конденсация. Для дегидрогенизации число связанных атомов углерода в реагирующих молекулах не изменяется; при крекинге происходит разрыв связей и образование молекул с более короткой цепочкой, чем исходные; при конденсации образуются соединения с большим числом атомов углерода, чем исходные. Характер и скорость реакций при пиролизе зависят в основном от химической структуры углеводородов и температуры.

Пиролиз парафинов (алканов). Парафины — вещества, формула которых в общем виде может быть записана как  $C_n H_{2n+2}$ , разлагаются при температуре от 400 до 700 °С, причем существуют два варианта этого процесса:

дегидрогенизация

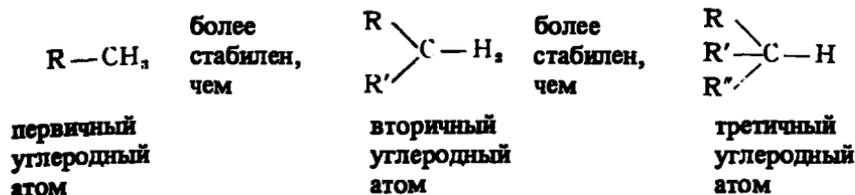


крекинг



Первая из этих эндотермических реакций обратима. Энергия активации реакции дегидрогенизации выше, чем крекинга (соответственно 70 и 50 ккал). Дегидрогенизации обычно подвергаются углеводороды с короткой молекулярной цепочкой (от метана  $CH_4$  до бутана  $C_4H_{10}$ ), начиная же с пентана  $C_5H_{12}$  для парафинов более характерен процесс

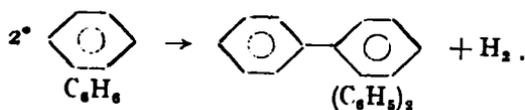
крекинга. Осуществить дегидрогенизацию легче при наличии разветвленной молекулярной цепи, так как энергия связи C—H убывает от первичного к третичному атому углерода



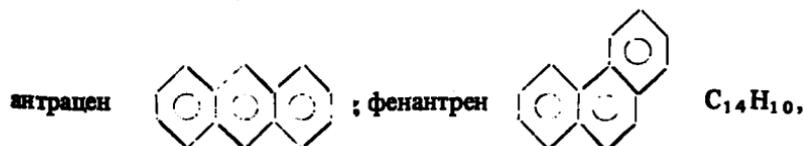
Разнообразие продуктов пиролиза возрастает при удлинении молекулярной цепочки, так как увеличивается число C—C и C—H связей; увеличивается оно и с повышением температуры вследствие того, что становится возможным все большее количество химических реакций.

При температурах выше 400–500 °C вследствие поликонденсации процесс дегидрогенизации может привести к образованию ароматических углеводородов твердого углеродного осадка.

Пиролиз ароматических соединений. Ароматические углеводороды являются производными бензольного ряда. Бензольное кольцо очень стабильно. При нагревании в первую очередь ослабевают связи C—H, разрушение C—C связей приводит к разрушению кольца. Для ароматических соединений более характерны реакции конденсации, а не дегидрогенизации. Так, при нагревании бензола до 700–800 °C получаем



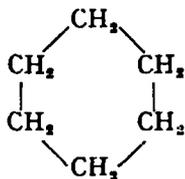
Далее образуются конденсированные соединения с несколькими бензольными ядрами, такими, как:



а также макромолекулы со структурой, аналогичной структуре графита.

Реакционная способность сложных ароматических соединений зависит от свойств ядра и заместителей.

Пиролиз нафтенов (цикланов). Цикланы – это углеводороды, состоящие из насыщенных циклов, например циклогексан



Атомы водорода в них могут быть замещены, например, на алкильные цепи  $C_n H_{2n+1}$ .

При нагревании часто происходят разрыв кольца циклана и образование линейной молекулы олефина. Иногда кольцевая молекула циклана превращается в бензольное кольцо, так как ароматические соединения при повышенных температурах значительно стабильнее нафтенов. Стабильность нафтенов сравнима со стабильностью парафинов.

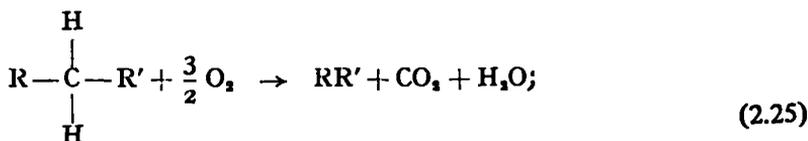
#### 2.2.4. Окисление углеводородов

Углеводороды подвержены окислению. К классическим окислителям относится кислород воздуха, но существуют и другие окислители: газообразные (азот . . .), жидкие (перекиси, азотная кислота) и даже твердые (перхлораты).

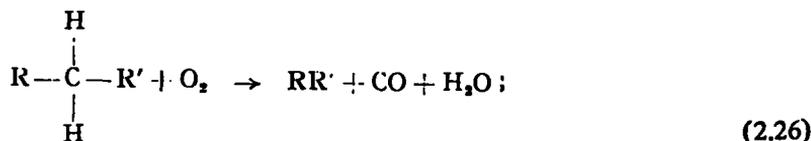
При окислении углеводородов можно получить широкий спектр продуктов реакции. В некоторых случаях углеводородные цепи разрушаются полностью, углерод связывается с образованием  $CO_2$  или  $CO$ , а водород – с образованием  $H_2O$  – тогда говорят о сгорании углеводорода. В других случаях углеводородная цепочка сохраняется, но в молекулу внедряются атомы кислорода.

Рассматривая варианты образования связи атомов кислорода и углерода в молекуле углеводорода, получим следующие основные типы реакций сгорания и окисления [2.18]:

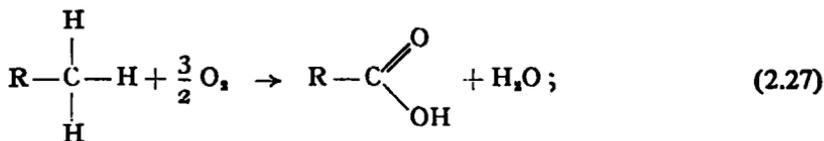
1) полное сгорание (до получения  $CO_2$  и  $H_2O$ )



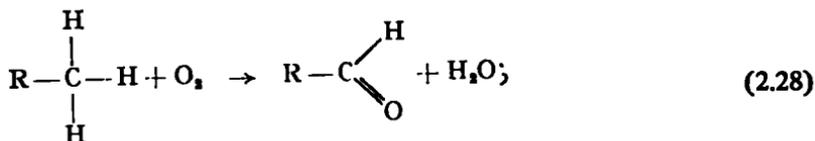
2) неполное сгорание (до получения  $CO$  и  $H_2O$ )



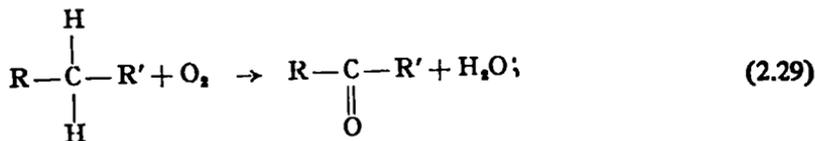
3) окисление до карбоновой кислоты



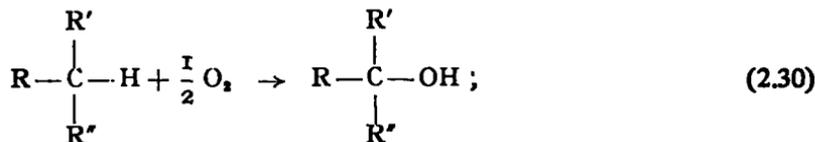
4) окисление до альдегида



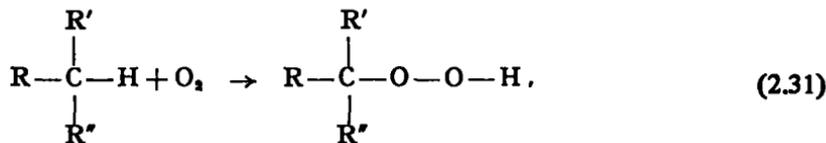
5) окисление до кетона



6) окисление до спирта (или фенола)



7) окисление до гидроперекиси



В разделе 2.2.2 отмечалась важность реакции гидропероксидации в механизме окисления жидких углеводородов. Нестабильная перекись разлагается в дальнейшем с образованием спиртов, кислот и т.д.

Все перечисленные реакции — экзотермические. Так, в разделе 2.2.1, исходя из величин энергии связи, был рассчитан экзотермический эффект реакции (2.5), являющейся комбинацией реакций (2.2.5) и (2.2.6).

Подставляя в (2.6) соответственно  $\beta = 0$  и  $\beta = \infty$ , легко вычислить энтальпию реакций (2.25) и (2.26) для группы  $\text{CH}_2$ :

$$-\Delta H_1 = 147,05$$

$$-\Delta H_2 = 79,20$$

Напомним, что эти энтальпии соответствуют состоянию веществ при стандартных условиях ( $25^\circ\text{C}$  и  $1\text{ атм}$ ), причем реагенты и продукты реакции находятся в газообразном состоянии. В некоторых случаях удобнее знать теплоту реакций образования жидкой  $\text{H}_2\text{O}$ , тогда

$$-\Delta H_{j'} = -\Delta H_j + 10,5 \alpha_j \text{ kcal} \quad (2.32)$$

Здесь  $\alpha_j$  — количество молей воды, получаемой в  $j$ -й реакции; энергия испарения одного моля воды равна при стандартных условиях  $10,5$  ккал. Если рассматривать процесс окисления групп  $\text{CH}_2$ , то для реакций (2.25–2.29)  $\alpha = 1$ , а для реакций (2.30 и 2.31)  $\alpha_j = 0$ .

Можно провести сравнение всех семи реакций (табл. 2.4), относя теплоты реакций к одному молью прореагировавшего кислорода. Можно

Таблица 2.4

Теплота окисления при стандартных условиях ( $1\text{ атм}$ ;  $25^\circ\text{C}$ ;  $\text{H}_2\text{O}$  — жидкость) [2.18]

Тип реакции	$Q_c$ (ккал/моль $\text{O}_2$ ), энергия связи с молекулой — $\text{CH}_2$	$Q_c$ (ккал/моль $\text{O}_2$ ), энтальпия образования или теплота сгорания							
		$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$n\text{C}_3\text{H}_8$	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{C}_7\text{H}_{16}$	$\text{C}_6\text{H}_{12}$	$\text{C}_6\text{H}_6$	$\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$
1	105,0	106,40	106,52	106,12	105,84	105,45 104,66*	104,98 104,10*	105,21 104,15	104,84 103,83*
2	89,7	96,77	95,01	93,63	92,76	91,54 90,38*	89,83 88,51*	85,17 83,37*	85,48 83,83*
3	102,9	91,4	101,85	101,5	102,6 (105,7)*	(109)*	—	—	(106)*
4	86,8	78,7	87,8	92,6	90,55	(88)*	—	—	89,8 (92,4)*
5	89,8	—	—	95,3	97,5	(99)*	(95,8)* (2)	—	—
6	73,3	60,3	71,6	72,7	76,0 (88,7)*	(87)*	(92,4)*	83,05 (99)*	76,8 (82)*
7	28,0			37,8	(27,1)*	(25,4)*	(28,0)*		

видеть, что при полном сгорании или окислении до карбоновой кислоты ( $\text{H}_2\text{O}$  — жидкость) высвобождается примерно 105 ккал/моль  $\text{O}_2$ , а при образовании группы  $\text{CO}$  (окись углерода, альдегид, кетон) — от 85 до 95 ккал/моль  $\text{O}_2$ . Тепловой эффект реакции образования спиртов — 70–90 ккал/моль  $\text{O}_2$ , в реакции пероксидации — 25–35 ккал/моль  $\text{O}_2$ . Перекиси как нестабильные соединения стремятся к разложению на вторичные продукты окисления. С учетом этого количество теплоты, выделяемой на 1 моль затраченного кислорода, изменяется в пределах от 90 до 105 ккал в зависимости от конечного продукта реакции.

Таким образом, при окислении углеводородов можно получить большое количество разнообразных продуктов реакции. Тепловыделение в ходе этих реакций столь велико, что затрудняет, с одной стороны, контроль за течением реакции окисления углеводорода и остановку ее на определенной стадии, а с другой стороны — возможность поддержания постоянного температурного режима в зоне реакции (за исключением тех случаев, когда тепловыделение еще мало, что позволяет отводить выделяемое в ходе реакции тепло).

Некоторые углеводороды окисляются уже при температурах, близких к обычным, в присутствии активных окислителей или даже кислорода. При этом выделение тепла может привести к интенсификации реакции и спонтанному возгоранию смеси. Примерами могут служить смеси четырехоксида азота  $\text{N}_2\text{O}_4$  или перекиси водорода  $\text{H}_2\text{O}_2$  с такими горючими веществами, как гидразин  $\text{NH}_2 - \text{NH}_2$ . Льняное масло также легко окисляется в присутствии воздуха уже при температурах, равных нескольким десяткам градусов Цельсия.

## 2.2.5. БЫСТРОЕ СГОРАНИЕ В ГАЗОВОЙ ФАЗЕ

Пусть имеется смесь газообразных веществ — окислителя (например, кислорода) и горючего вещества (например, углеводорода). Если содержание горючего соединения меньше значения нижней границы воспламенения или больше значения верхней границы воспламенения, то в такой смеси реакция окисления протекает медленно. Если содержание горючего вещества находится между названными границами воспламенения, то локальное возгорание влечет за собой распространение быстрого сгорания во всем объеме зоны реакции. Температура вспышки летучего горючего вещества равна приблизительно температуре, при которой объемное содержание в паровой фазе горючего соединения, находящегося в непосредственной близости от поверхности жидкости, достигает значения нижней границы воспламенения [2.19].

Если температуру горючей смеси довести до температуры самовоспламенения, то смесь мгновенно загорается во всем объеме — происходит взрыв. Температура самовоспламенения смеси зависит от давления (рис. 2.9) — при атмосферном давлении она превышает 500 °С для метана и составляет примерно 200 °С для *n*-алканов (рис. 2.10).

Если горючая смесь протекает между очень близко расположенными

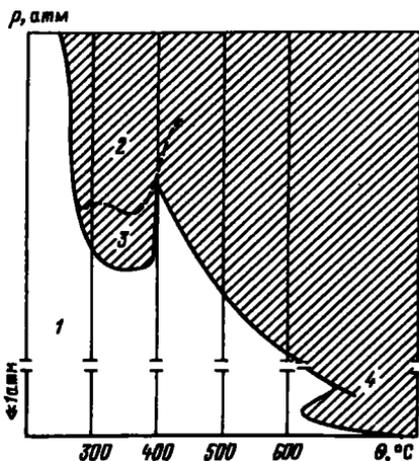


Рис. 2.9. Зона самовоспламенения смеси углеводородов и кислорода (или воздуха) [2.20]. Заштрихованная область – возможные взрывы:

1 – медленная реакция; 2 – самовоспламенение при низкой температуре и высоком давлении; 3 – холодное пламя; 4 – самовоспламенение при высокой температуре и низком давлении

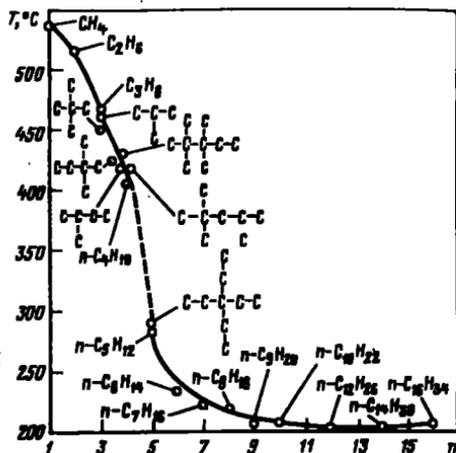


Рис. 2.10. Минимальные температуры самовоспламенения  $T$  при атмосферном давлении [2.21] ( $n$  – среднее число атомов углерода в молекулярной цепи)

поверхностями, то процесс быстрого горения распространиться не может – в этом случае говорят о заклинивании горения, что обусловлено рекомбинацией радикалов, отвечающих за течение реакции, на твердых поверхностях. По литературным данным [2.19], для большинства смесей углеводород/воздух, находящихся при атмосферном давлении, расстояние между поверхностями, при котором происходит заклинивание, равно приблизительно 1 мм для большинства смесей и изменяется обратно пропорционально давлению.

Однако заклинивание проявляется менее ярко, если поверхности нагреты. Можно даже осуществить сгорание газовых смесей определенной концентрации в таких пористых средах, как тонкий сыпучий песок (с размерами зерен порядка нескольких микрон [2.22]), добиваясь воспламенения подогревом пористой среды на участке выхода из нее протекающей горючей смеси. Подбирая состав смеси и скорость ее течения, можно осуществить распространение фронта воспламенения против направления течения самой смеси. Температура в зоне горения на переднем фронте равна примерно 1300 °С, и это явление представляет собой частный случай распространения волны горения в газовой фазе [2.22]. Однако во избежание заклинивания горения необходимо, чтобы размеры пор были и не слишком малы.

## ЛИТЕРАТУРА ПО ОБЩИМ ВОПРОСАМ

- [10] MAXWELL (J. B.). — Data Book on Hydrocarbons. Von Nostrand, Princeton (1958).
- [11] JUNGGERS (J. C.) et coll. — Cinétique chimique appliquée. Editions Technip, Paris (1958).
- [12] VAN TIGGELEN (A.) et coll. — Oxydations et combustions, tomes I et II. Editions Technip, Paris (1968).
- [13] EMANUEL (N. M.) et alii. — The Oxidation of Hydrocarbons in the Liquid Phase. Pergamon Press, Oxford (1965).
- [14] EMANUEL (N. M.), DENISOV (E. T.) and MAJZUS (Z. K.). — Liquid-Phase Oxidation of Hydrocarbons. Plenum Press, New York (1967).

## ЛИТЕРАТУРА

- [2.1] SCHUMACHER (R.). — Neue Wege zur Berechnung der Verdampfungswärme. *Oil und Kohle*, vol. 39, p. 634-639 (1943).
- [2.2] Standard method of test for Distillation of crude petroleum. Norme ASTM, D. 285-62.
- [2.3] PAULING (L.). — The chemical Bond. *Cornell Univ. Press* (1967).
- [2.4] BONNIER (J. M.) et de GAUDENARIS (G.). Stabilité thermique des hydrocarbures. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XVII-6, p. 852-882, (1962).
- [2.5] VAN TIGGELEN (A.), SALÉ (B.), VAN TIGGELEN (P. J.) et BURGER (J.). — Thermodynamique de la combustion et notions d'adéothermochimie. *Bibliographie générale* [12], chap. 2.
- [2.6] VAN TIGGELEN (A.) et CLÉMENT (G.). — Oxydations radicalaires en phase liquide. *Bibliographie générale* [12], chap. 12.
- [2.7] EBERLY (P. E.) Jr., KIMBERLIN (C. M.) Jr., MILLER (W. H.) and DRUSHEL (H. V.). — Coke formation in silica-alumina cracking catalysts. *Industr. Engng Chem., Process Design Develop.*, vol. 5, p. 193-198 (1966).
- [2.8] VOORHIES (A.) Jr. — Carbon formation in catalytic cracking. *Industr. Engng Chem.*, vol. 37, p. 318-322 (1945).
- [2.9] VOOG (H. H.), GOUD (G. M.) and GREENSPLEDER (B. S.). — Catalytic cracking of pure compounds and petroleum fractions. *Proc. Third World Petroleum Congr.*, Brill, Leiden, vol. 4, p. 124-137 (1951).
- [2.10] SHERWOOD (P.). — Catalyseurs de cracking. Contamination et décontamination par les métaux. *Tech. Pétrole*, n° 201, p. 11-13 (nov. 1962).
- [2.11] FOURÉ (C.). — Formation et dépôt de carbone dans les foyers de turbomachines d'aviation. *Combust. Res. and Rev., Butterworths sci. Publ.*, Londres, p. 125-139 (1955).
- [2.12] Standard method of test for Conradson carbon residue of petroleum products. Norme ASTM D 189-65 (Norme française NF-T-60-116).
- [2.13] KAKOWSKY (F. W.) et MEGUERIAN (G. H.). — Precombustion deposits. *Combust. and Flame*, vol. 10, p. 182-187 (1966).
- [2.14] MASSOTH (F. E.). — Oxidation of coked silica-alumina catalyst. *Amer. Chem. Soc., Div. Petroleum Chem.*, vol. 11, n° 1, p. 75-89 (1966).
- [2.15] LEWIS (W. K.), GILLILAND (E. R.) and PAXTON (R. R.). — Low temperature oxidation of carbon. *Industr. Engng Chem.*, vol. 46, p. 1327-1331 (1954).
- [2.16] METCALFE (T. E.). — Kinetics of coke combustion in catalyst regeneration. *Pyrodynamic*, vol. 4, p. 359-366 (1966).
- [2.17] DART (J. C.), SAVAGE (R. T.) and KIRKBRIDE (C. G.). — Regeneration characteristics of clay cracking catalyst. *Chem. Engng Progr.*, vol. 45, n° 2, p. 102-110 (1949).
- [2.18] BURGER (J.) and SARHUQUET (B.). — Chemical aspects of in-situ combustion. Heat of combustion and kinetics. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 12, p. 410-422 (1972).
- [2.19] VAN TIGGELEN (A.) et BURGER (J.). — Propriétés des mélanges gazeux inflammables. *Bibliographie générale* [12], chap. 5.
- [2.20] VAN TIGGELEN (A.) et DE SORTÉ (G.). — Oxydation et auto-inflamations en phase gazeuse. *Bibliographie générale* [12], chap. 4.
- [2.21] ZANETAKIS (M. G.). — Flammability limits of combustible gases and vapors. *U. S. Bur. Mines, Bull.*, n° 627 (1965).
- [2.22] DE SORTÉ (G.). — Stability and propagation of combustion waves in inert porous media. *Eleventh Symp. (International) on Combust. Combust. Inst.*, Pittsburgh, p. 959-966 (1967).

### Глава 3. НАГНЕТЕНИЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

#### 3.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ

Для повышения нефтеотдачи несомненно целесообразно увеличивать температуру всего нефтеносного пласта. Этот вывод можно сделать, анализируя влияние теплового воздействия на физические свойства жидкостей в местах их залегания (воздействие на динамическую вязкость, плотность, на межфазное взаимодействие).

Первое, что можно предложить при решении данной задачи, — нагнетание нагретой жидкости. Необходимо заметить, что вода — наиболее часто используемая для вытеснения жидкость — обладает замечательным свойством (см. 1.5) переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в том же агрегатном состоянии (жидком или газообразном). Характеристикой влажного пара является так называемая степень сухости пара  $X$  — массовая доля насыщенного пара по влажному. Тогда энтальпия единицы массы влажного пара (удельная энтальпия, рис. 3.1, см. табл. 2.1) равна

$$\begin{aligned} \mathcal{H}' &= (1 - X) \mathcal{H}'_l + X \cdot \mathcal{H}'_g, \\ &= \mathcal{H}'_l + X \mathcal{L}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где  $\mathcal{H}'_l$  — удельная энтальпия воды в жидкой фазе на кривой насыщения;

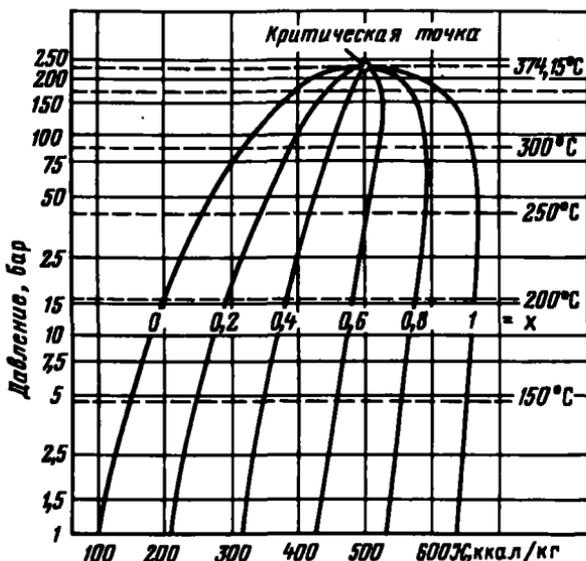


Рис. 3.1. Взаимосвязь удельной энтальпии  $\mathcal{H}$  двухфазной смеси, находящейся в состоянии термодинамического равновесия, от степени сухости  $X$  и давления (табл. 2.1 [1.5])

$\mathcal{H}_0$  – удельная энтальпия сухого насыщенного пара;  $L$  – удельная скрытая теплота парообразования при постоянном давлении.

Видно, что, во-первых, энтальпия водяного пара при  $X = 1$  практически неизменна в интервале давлений от 10 до 70 бар (и составляет примерно 665 ккал/кг с точностью 1 %), и, во-вторых, энтальпия смеси для  $X=0,8$  постоянна при давлениях от 25 до 100 бар и составляет 585 ккал/кг.

Эти два замечания сделаны для упрощения описания реальных ситуаций. К этому следует добавить, что для объема, занимаемого единичной массой двухфазной смеси (удельного объема), как и для удельной энтальпии, справедливо соотношение

$$v = Xv_0 + (1 - X)v_1, \quad (3.2)$$

При температуре, не слишком близкой к критической, сухой пар переносит гораздо большее количество теплоты, чем вода. Рассмотрим, например (рис. 3.2), месторождение с температурой на поверхности земли 20 °С и ее изменением через каждые 100 м примерно на 3 °С. Положим, что на месторождении давление нагнетания равно гидростатическому. В этом случае полезной энергией, диссипируемой в теле пласта, называют разность энтальпий нагнетаемого теплоносителя и внутрипластовой воды. Отношение полезной энергии при  $X = 1$  и  $X = 0$  составляет 3,4 при давлении 20 бар и 1,8 – при 150 бар.

Следует отметить, что за исключением особых случаев для нагнетания в пласт нет никакой необходимости использовать перегретый пар. Действительно, делая вышеуказанные допущения и рассматривая области около кривой насыщения, можно заключить, что приращение энергии при перегреве на 1 °С составляет лишь 0,1 % при давлении 20 бар и 0,2 % при давлении 100 бар. Столь незначительное увеличение энергии не оправдывает риска усложнения решений и без того непростых проблем.

Для предотвращения выпадения твердых солеотложений на парогенерирующих поверхностях при производстве перегретого пара необходимо

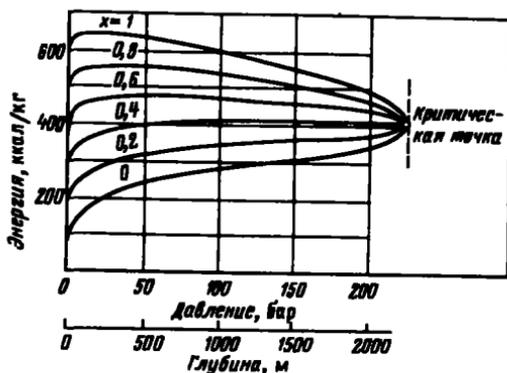


Рис. 3.2. Энергия, вносимая в пласт при нагнетании водяного пара

усложнить систему водоподготовки. При получении перегретого пара возрастает теплонапряженность конструкции парогенератора. Все это приводит к неоправданным дополнительным расходам.

В промышленных условиях неоднократно ставились эксперименты по вытеснению нефти какой-либо нагретой жидкостью, водяным паром или непосредственно водой (см. гл. 4). При непрерывном нагнетании теплоносителя (система нагнетательная — добывающая скважины) не вся подводимая тепловая энергия расходуется на увеличение нефтеотдачи. Некоторая, достаточно заметная ее часть теряется из-за тепловых потерь:

при течении теплоносителя по участку обсадной трубы скважины, проходящему через верхние слои грунта;

в кровлю и подошву нефтяного пласта непосредственно в ходе нагнетания в пласт;

при повышении температуры нефтяного коллектора.

Использование только одной скважины попеременно в качестве нагнетательной и эксплуатационной значительно снижает отрицательное влияние перечисленных факторов на тепловую эффективность данного метода, позволяя лучше использовать подводимую к месторождению тепловую энергию. Такой метод теплового воздействия называется циклическим.

Как и при непрерывном нагнетании, в этом процессе теплоносителем обычно служит водяной пар.

При термическом воздействии на нефтяной пласт с помощью теплоносителя по профилю температур или по водонефтенасыщенности можно выделить несколько зон, где действуют различные физические механизмы.

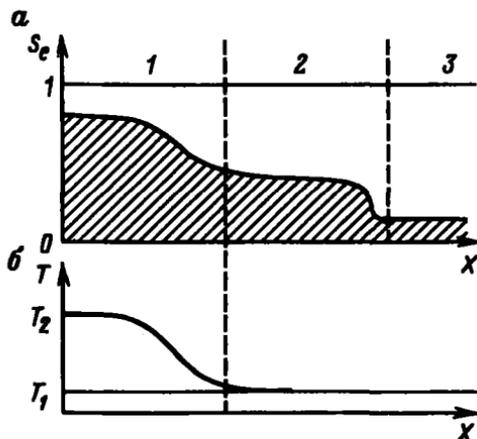
### 3.1.1. Вытеснение нефти нагретой водой

Нагнетаемая в пласт вода охлаждается при контакте с несущей породой и имеющимися в пласте жидкостями. При достаточно установившемся процессе различают две основные рабочие зоны, нумерацию которых принято начинать от начала течения в направлении его развития. Однако для лучшего понимания начнем их описание в обратном порядке (рис. 3.3).

В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. Нефтенасыщенность в заданной точке снижается с течением времени и при определенных условиях может достигнуть величины остаточного насыщения, зависящей от температуры в зоне 2.

В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет, что обычно приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости приводит к снижению (при неизменном насыщении) массы нефти, содержащейся в порах (см. раздел 1.5.6). Если нефть содержит легколетучие углеводороды, они могут быть вытеснены при помощи последовательных процес-

Рис. 3.3. Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти [3.1]



сов испарения и конденсации (см. раздел 2.1.3) — в этом случае в сравнительно узкой зоне может существовать состояние насыщения газовой фазы углеводородами.

### 3.1.2. Вытеснение нефти насыщенным водяным паром

Различают три основные зоны, пронумерованные в направлении течения теплоносителя (рис. 3.4), [3.2], [3.3].

**Зона 1.** В начале зоны конденсации сосуществуют три фазы: вода, смесь жидких углеводородов и газ. Температура близка к постоянной, медленно снижается при удалении от границы ввода пара в соответствии с зависимостью температуры насыщения от давления. Нефтенасыщенность также изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти из этой зоны или вследствие испарения легколетучих компонентов.

**Зона 2 (конденсация).** В этой зоне пары воды и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором. Локальные температуры коллектора и наполняющих его фракций сильно отличаются, поэтому, строго говоря, здесь нельзя пользоваться понятием эффективной теплопроводности. Это локальное нарушение теплового равновесия было обнаружено при экспериментальном исследовании вытеснения воды водяным паром [3.3]. В ходе эксперимента наблюдался переход воды в пар, хотя локальная средняя температура, измеренная термопарой, была заметно ниже температуры насыщения при поддерживаемом в эксперименте давлении (рис. 3.5). Эта средняя температура является промежуточной между температурами твердого пористого тела и наполняющих его флюидов.

**Зона 3.** Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой. Однако объем, занимаемый единицей массы пара, гораздо больше, чем объем единицы массы воды; а так как объем зоны 1 (зоны пара) в ходе вытеснения возрастает, скорость воды

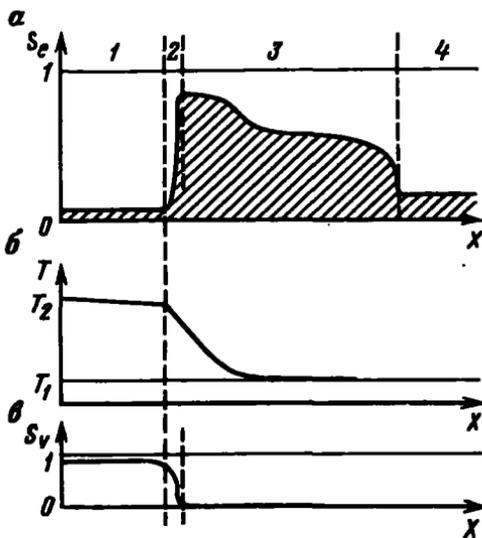


Рис. 3.4. Профиль температуры ( $T$ ), паро- ( $S_v$ ) и водонасыщенности ( $S_w$ ) при равномерном вытеснении нефти водяным паром

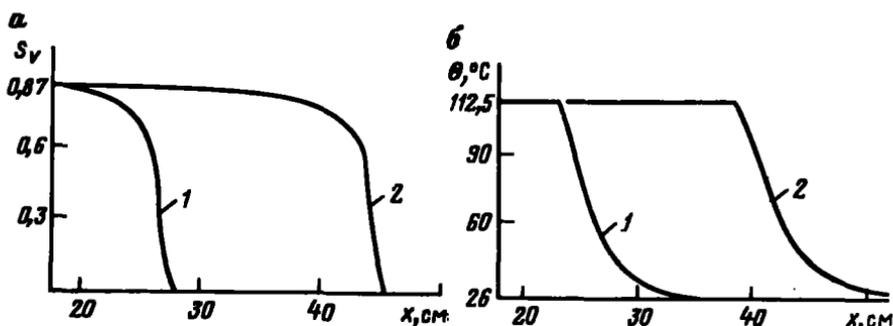


Рис. 3.5. Профили паронасыщенности ( $a$ ) и температуры ( $b$ ), наблюдаемые при вытеснении воды водяным паром [3.4]:

1 -  $t = 1$  ч; 2 -  $t = 2$  ч

в зоне 3 в данном случае значительно выше, чем при нагнетании внутрь залежи непосредственно воды той же температуры и с тем же массовым расходом.

### 3.1.3. Пароциклическое воздействие на скважину

Этот метод, используемый иногда наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, включает три последовательные фазы, образующие цикл, который может быть повторен (рис. 3.6).

**Фаза нагнетания.** Развитие процесса в этой фазе, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта, идентично развитию процесса вытеснения.

**Фаза ожидания.** В течение этой фазы скважина закрыта. Привнесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свое тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания.

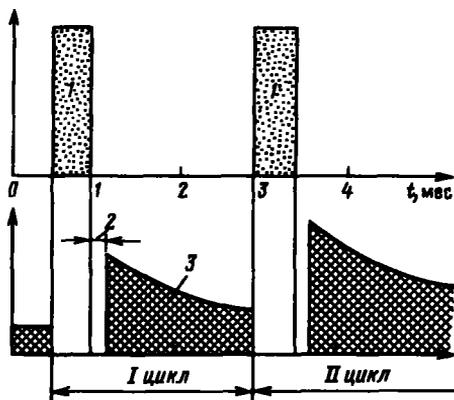


Рис. 3.6. Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину:  
 1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

Фаза извлечения нефти. Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды заметно превышает уровень ее добычи до нагнетания пара. В этот период (в отличие от процесса непрерывного вытеснения нефти) все текущие вещества – сначала сконденсировавшаяся вода, а затем нефть – нагреваются по мере приближения к нефтяной скважине. Часть поступившего к месторождению тепла возвращается обратно. Эффективность процесса зависит от существования в этой зоне повышенной температуры, максимум которой достигается в непосредственной близости от скважины, т.е. в области, где тепловые потери при нагнетании пара наиболее существенны.

Таким образом, при одинаковом давлении на забое скважины уровень добычи (вследствие снижения вязкости добываемой нефти) после пароциклического воздействия превышает уровень добычи до него.

Что касается других составляющих энергетического баланса, отметим полное преобразование механической энергии, подведенной к месторождению вместе с паром в процессе конденсации, в тепловую.

При пароциклическом воздействии количество механической энергии слишком незначительно для повышения нефтедобычи. Механическая энергия для проталкивания нефти на каждой скважине обеспечивается соответствующими факторами (собственно тепловой энергией, нагнетанием и т.д.).

Естественно предположить, что при повторениях такого цикла добыча нефти возрастает от цикла к циклу (если не рассматривать влияние очистки и засорения скважины) прежде всего вследствие постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины, и лишь затем уровень добычи начинает снижаться в результате истощения месторождения. Однако такое положение, отчасти подтверждаемое некоторыми лабораторными исследованиями [3.5], не всегда согласуется с данными

промысловых испытаний. В частности, это замечание относится к первым трем циклам [3.6], где необходимо учитывать влияние побочных эффектов.

## **3.2. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОИСХОДЯЩИЕ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ НАГРЕТОЙ ВОДОЙ**

Рассмотрим физические процессы, происходящие при простых, квазиодномерных течениях, при которых отсутствуют эффекты неустойчивости и не возникают проблемы вытеснения остаточной нефтенасыщенности. Эти условия реализуются при экспериментах на цилиндрических трубках малого диаметра с адиабатическими поверхностями, в которых эффективность вытеснения равна единице. В этих экспериментах изучаются в основном процессы, протекающие на расстояниях, сравнимых с размерами пор.

В настоящее время используются две экспериментальные методики — вытеснение нефти водой при равных температурах нефти и воды и вытеснение холодной нефти горячей водой, что в большей степени соответствует реальным условиям. Представленные результаты верны только для пористых сред и при достаточно низких температурах, исключая появление газовой фазы, т.е. испарение летучих фракций нефти.

Повышение температуры нефти, воды и породы влечет за собой: снижение вязкости жидкостей; тепловое расширение твердого тела и жидкостей; изменение межфазного взаимодействия на границе нефть — вода, степени десорбции веществ, осаждающихся при определенных условиях на стенках коллектора; изменение смачиваемости.

Как при изотермическом вытеснении нефти водой в пористой среде, так и при различных температурах нефти и воды, влияние температуры на движение фронта и теплообмен заключается:

- в снижении вязкостей и изменении отношения подвижностей нефти и воды;

- в изменении остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости;

- в тепловом расширении коллектора и заполняющих его жидкостей.

### **3.2.1. Снижение вязкости и изменение отношения подвижностей**

Повышение температуры обычно (см. раздел 1.5.1 и рис. 1.8, 1.12 и 3.7) влечет за собой уменьшение отношения  $\mu_h/\mu_e$ , которое тем заметнее, чем выше вязкость нефти. Такие условия хорошо описываются теорией Баклея—Левретта. Согласно этой теории, повышение температуры приводит к снижению скорости продвижения фронта воды и увеличению степени извлечения нефти, даже если остаточная нефтенасыщенность и относительные проницаемости остаются неизменными (что никогда не происходит в реальных условиях [3.8], [3.9]).

Действительно, известно, что при изотермическом вытеснении, если

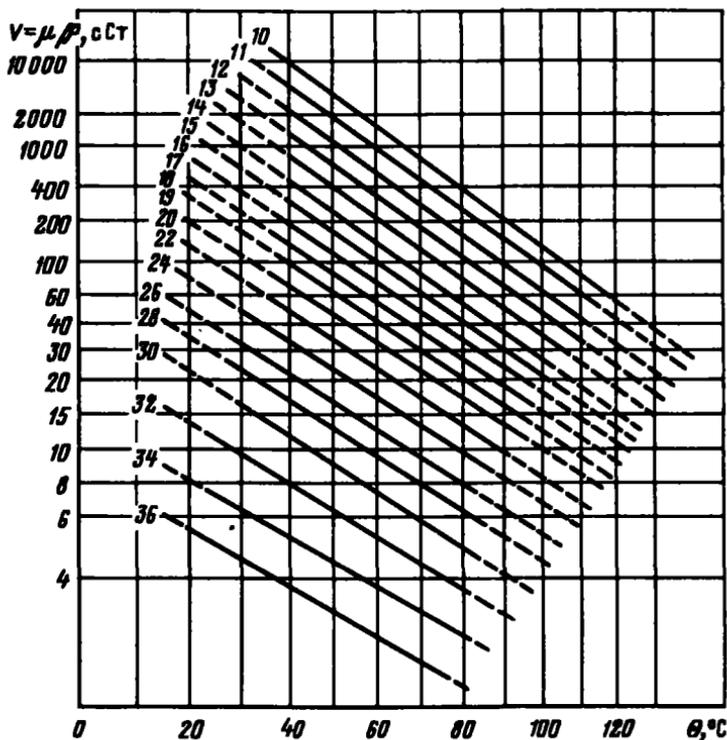


Рис. 3.7. Изменение вязкости нефти в стандартных условиях при изменении температуры [3.7]

пренебречь капиллярными эффектами, скорость продвижения рассматриваемой точки профиля насыщенности, величина которой в данной точке —  $S_e$ , составляет (см. [8])

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{s_e} = \frac{V}{\Phi} \frac{df_e}{dS_e}, \quad (3.3)$$

где  $V$  — сумма скоростей фильтрации ( $V_e + V_h$ ) и фазовый расход воды  $f_e$  записываются (пренебрегая силой тяготения) в виде

$$f_e = \frac{V_o}{V_o + V_h} = \frac{I}{I + \frac{k_{rh}}{k_{rs}} \frac{\mu_o}{\mu_h}} \quad (3.4)$$

Сравним профили водонасыщенности при различных способах вытеснения нефти водой, одинаковой скорости, но разных температурах.

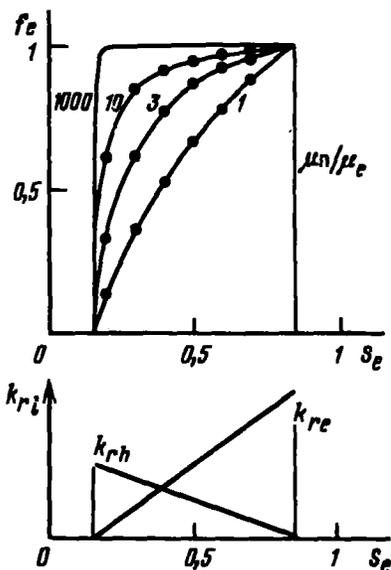


Рис. 3.8. Относительный расход воды в зависимости от водонасыщенности для различных значений отношения  $\mu_h/\mu_e$  (на нижнем графике определены ориентировочные кривые относительных проницаемостей, используемые в этих оценках)

Представленный выше результат становится очевидным в случае очень вязкой нефти, для которой отношение  $\mu_h/\mu_e$  уменьшается при росте температуры с учетом зависимости  $f_e$  (и, следовательно,  $df_e/dS_e$ ) от  $S_e$  (рис. 3.8). Для более четкого выявления уменьшения отношения вязкостей нефти и воды следует сделать допущение о неизменности остаточной

нефтенасыщенности при любом вытеснении, а также о независимости относительной проницаемости от температуры.

В заключение заметим, что для очень легкой нефти отношение вязкостей нефти и воды может возрастать с ростом температуры. Рассматривая вытеснение такой нефти нагретой жидкостью, надо иметь в виду, что действуют иные механизмы.

### 3.2.2. Уменьшение остаточной нефтенасыщенности и изменение относительных проницаемостей

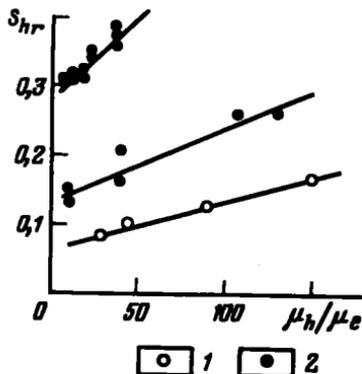
Данные экспериментов наглядно демонстрируют значительное уменьшение остаточной нефтенасыщенности  $S_{hr}$  (см. рис. 1.16) — параметра, зависящего от свойств межфазных поверхностей и отношения  $\mu_h/\mu_e$  при росте температуры. Влияние температуры на свойства межфазных поверхностей изучено плохо, а на отношение  $\mu_h/\mu_e$  — достаточно хорошо (рис. 3.9), [3.11], [3.12].

Если не рассматривать  $\mu_h/\mu_e$  в качестве фактора, влияющего на свойства межфазных поверхностей, то существуют только две гипотезы, основанные на законах гидродинамики, объясняющие влияние изменения вязкостей на остаточную нефтенасыщенность.

С одной стороны, в переходном режиме вытеснения нефти водой в масштабе одной поры происходят флуктуации давления на поверхностях раздела между нефтью и водой. Они возникают вследствие каких-либо изменений гидродинамических условий в соседних порах, например, осушения одной из пор. При этом поверхности раздела между нефтью

Рис. 3.9. Изменение остаточной нефтенасыщенности в зависимости от отношения вязкостей нефти и воды для различных систем нефть-пористая среда:

1 — данные из [3.1]; 2 — данные из [3.10]



и водой нестационарны, и объем нефти в данной поре может изменяться, причем вязкость жидкостей замедляет подобные колебания. В этом случае считают, что уменьшение вязкости снижает торможение колебаний (увеличивает вероятность нарушения равновесия) и уменьшает остаточную нефтенасыщенность.

С другой стороны, при заданных условиях (температуре, давлении, скорости течения воды) и достижении уровня остаточного насыщения в некоторых областях, занятых нефтью, могут существовать внутренние конвективные потоки. Эти перемещения частиц нефти обусловлены увеличением их объема при движении воды вблизи поверхности раздела, что объясняется различием вязкостей каждого компонента системы. Эффект тем заметнее, чем меньше отношение  $\mu_h/\mu_e$ . В этом случае происходит снижение остаточной нефтенасыщенности.

Когда порода смачивается водой лучше, чем нефтью, единственным параметром, определяющим межфазное взаимодействие, уменьшающимся при росте температуры, является межфазное натяжение системы нефть — вода, значение которого уменьшается (см. раздел 1.5.2). Если же порода лучше смачивается нефтью, чем водой, то в некоторых случаях при росте температуры нарушается равновесие адсорбции, что может повлечь за собой увеличение десорбции компонентов нефти, адсорбированных ранее на породе. В обоих случаях остаточная нефтенасыщенность снижается.

Что же касается изменения относительной проницаемости при изменении температуры, то не следует забывать, что это понятие введено здесь для облегчения описания течения многофазной смеси в пористой среде. Для фиксированных значений насыщенности относительная проницаемость, зависящая от распределения жидкостей, определяется структурой коллектора. Выше было показано, что изменение температуры влечет за собой изменение остаточной нефтенасыщенности. Если, помимо этого, учитывать изменения минимальной водонасыщенности, возрастающей, как правило, с увеличением температуры (см. рис. 1.16), то можно

утверждать, что любое изменение теплового баланса системы вызывает изменение кривых относительной проницаемости [3.13], [3.14].

### 3.2.3. Термическое расширение

Коэффициенты термического расширения различных типов нефти (см. раздел 1.5.6) тем выше, чем нефть легче (рис. 3.10). Если считать остаточную нефтенасыщенность постоянной и не зависящей от температуры, то на основании рис. 3.10 можно дать оценку влияния свойств нефти на повышение нефтеотдачи пласта вследствие лишь термического расширения (рис. 3.11). При расчетах было принято, что начальная нефтенасыщенность составляет 0,8, а коэффициенты термического расширения соответствуют рис. 3.10. Следует отметить, что увеличение добычи нефти показано на рис. 3.11 как отношение масс или объемов при одной и той же температуре. Термическое расширение твердой породы (например, пород, содержащих тонкие трещины) почти всегда пренебрежимо мало.

### 3.2.4. Относительное влияние различных факторов

При вытеснении нефти нагретой водой (в отсутствие испарения) каждый из описанных выше факторов — снижение отношения вязкостей, изменение относительных проницаемостей, а также термическое расширение

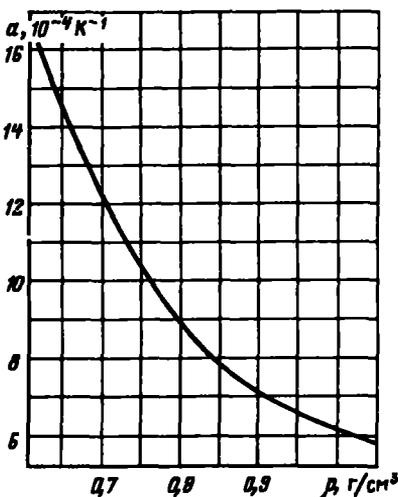


Рис. 3.10. Изменение коэффициента теплового расширения нефти [3.15]

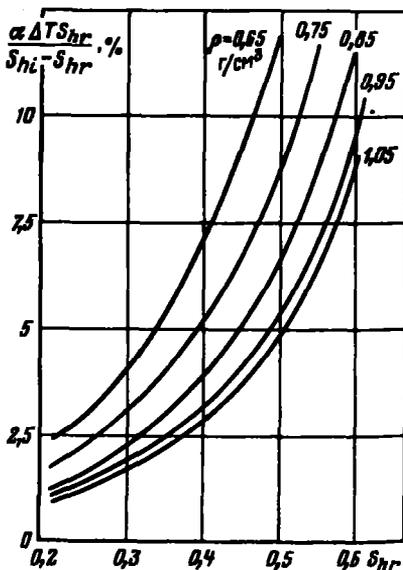


Рис. 3.11. Влияние термического расширения нефти на нефтеотдачу при  $T = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $S_{hi} = 0,8$

Рис. 3.12. Расчетные кривые водонасыщенности при вытеснении нефти горячей водой в холодной пористой среде по сравнению с вытеснением водой, проведенным в изотермических условиях при температурах 20,5 °С и 80 °С (лабораторные эксперименты [3.1]):

1 – изотермический процесс при  $T = 80$  °С; 2 – вытеснение нефти водой, нагретой до 80 °С, в среде с температурой 20,5 °С; 3 – изотермический процесс при  $T = 20,5$  °С

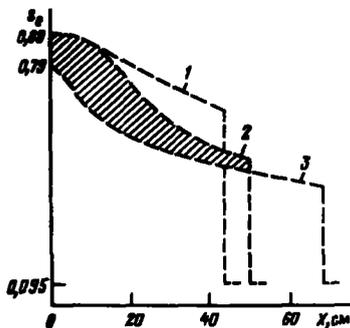
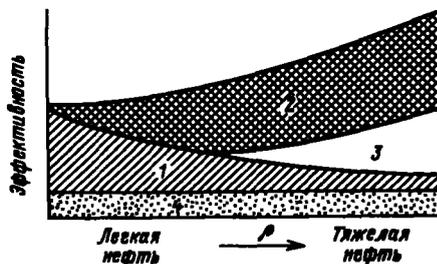


Рис. 3.13. Влияние различных процессов на эффективность вытеснения нефти нагретой водой при отсутствии испарения:

1 – термическое расширение; 2 – уменьшение вязкости; 3 – смачиваемость; 4 – межфазное натяжение в системе нефть–вода (в некоторых случаях)



ние — оказывает воздействие на процесс (рис. 3.12). Снижение отношения вязкостей и остаточной нефтенасыщенности приводит к замедлению распространения фронта воды и тем самым к увеличению нефтедобычи (рис. 3.13) до прорыва фронта воды.

Для добычи легкой нефти большое значение имеет термическое расширение. В этом случае отношение  $\mu_h/\mu_e$  очень слабо зависит от температуры и межфазные явления изменяются лишь в силу того, что натяжение на границе нефть — вода является убывающей функцией температуры.

Для тяжелой нефти отношение  $\mu_h/\mu_e$  резко падает с ростом температуры, и смачиваемость стенок коллектора более существенно воздействует на вытеснение нефти (см. раздел 3.2.2). Тепловое расширение в этом случае значительно меньше влияет на эффективность процесса, в целом перспективного для нефти подобного типа.

Следует, однако, отметить, что на месторождениях очень вязкой нефти, где порода хорошо смачивается ею, не возникает квазинепрерывной водяной пленки на поверхности породы, что сильно затрудняет вытеснение, делает его почти невозможным, если не прибегать к разрыву пласта.

### **3.3. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ ПРИ ВЫТЭСНЕНИИ НЕФТИ ПАРОМ**

Рассмотрим основные явления, возникающие (помимо описанных выше) при нагнетании в нефтяной пласт водяного пара или при появлении газовой фазы в ходе закачки нагретой воды. Как и ранее, будет рассматриваться только одномерный процесс. Еще раз, вспомнив об условиях существования внутри пласта смеси паров воды и нефти, уточним эффекты возгонки, связанные с наличием газовой фазы. Обратим особое внимание на процессы испарения и конденсации легколетучих компонентов нефти, обогащения жидкой фазы тяжелыми фракциями и образования в ряде случаев твердого осадка.

#### **3.3.1. Условия существования пара**

Паровая фаза существует в пористой среде (см. раздел 2.1.3), если давление в системе не превышает суммы равновесных давлений насыщения двух несмешивающихся жидкостей — воды и нефти.

Следовательно, паровая фаза, состоящая из паров компонентов двух жидких фаз, возникает при нагнетании:

пара в нефтяной пласт; в этом случае пар располагается в области, прилегающей к скважине, [3.17] — [3.19];

нагретой воды в пласт, насыщенный нефтью, обогащенной легкими фракциями, при условиях, близких к условиям испарения; в этом случае пар появляется в нагретой зоне, не распространяясь вдаль от скважины вследствие значительного давления вокруг скважины, вызванного нагнетанием воды, [3.20] — [3.21].

Во всех этих случаях в пористой среде происходит течение трехфазной смеси. Следует отметить, что при определенных условиях добычи нефти трехфазная смесь в пласте может существовать и после окончания воздействия на пласт. Это явление возникает вследствие понижения давления в окрестности скважины.

#### **3.3.2. Испарение и конденсация легких фракций**

В зоне существования пара происходит переход легких фракций сырой нефти [3.22], [3.23] в газовую фазу. Этот эффект становится заметным только после прокачки больших объемов пара, так как молекулы легких углеводородов переходят в газовую фазу с поверхностей раздела жидкости и пара только после перемещения в объеме смеси жидких углеводородов к поверхности раздела вследствие молекулярной диффузии или гидродинамической дисперсии. Поэтому соотношение мольных долей веществ в жидкой и газовой фазах в этом случае отличается от их соотношения при термодинамическом равновесии.

Рассматривая тепловой баланс, часто пренебрегают испарением и конденсацией углеводородов в их смеси с водяным паром вследствие их малости, поскольку, с одной стороны, концентрации углеводородов

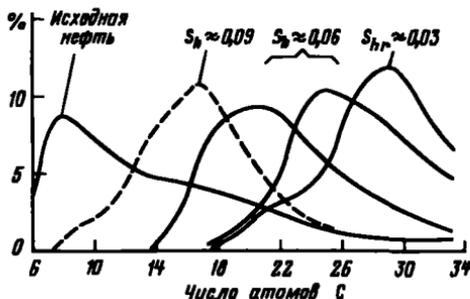


Рис. 3.14. Влияние дистилляции паром на состав остаточной [3.25] относительно легкой нефти (24° API — 6 сПз) в сыпучей пористой среде ( $K = 25$  Д). Значения  $S_R$  соответствуют нефтенасыщенности в различных зонах, из которых были взяты пробы нефти

в газообразной фазе незначительны и, с другой — скрытая удельная теплота испарения углеводородов ниже удельной теплоты испарения воды (см. рис. 2.4). Следует, однако, отметить, что при необходимости полного описания этих явлений надо уточнить влияние породы на тип термодинамических превращений жидкости [3.24].

Присутствие газовой фазы легких углеводородов можно обнаружить благодаря существованию следующих трех важных процессов.

При нагнетании теплоносителя в начале зоны конденсации, занятой паром, смесь углеводородов обогащается легкими фракциями (по сравнению с нефтью начального состава), причем объем такой „пробки“ увеличивается со временем.

На удаленной границе этой „пробки“ существует область смеси нефти начального состава и сконденсировавшихся фракций. Можно предположить, что перемещение этой области способствует повышению нефтеотдачи. Данный эффект трудно смоделировать в чистом виде в лабораторных условиях, однако если он реализуется, то это способствует снижению остаточной нефтенасыщенности в зоне вытеснения.

Всегда при нагнетании пара непосредственно в области, занятой паром, протекает процесс обогащения остаточной нефти тяжелыми фракциями (все менее и менее летучими), и нефтенасыщение со временем падает (рис. 3.14). Область, занятая паром, расширяется, оставляя внутри пласта малое количество нефти. Такой процесс вытеснения иногда сравнивают с „паровым поршнем“.

При пароциклическом воздействии на скважину после окончания периода ожидания (пропитки) получают, как правило, нефть, обогащенную легкими фракциями (по сравнению с нефтью начального состава данного месторождения).

### 3.3.3. Образование твердых отложений

Вследствие нарушения равновесия при извлечении легких составляющих нефти под воздействием пара может произойти образование твердого или очень вязкого (с высокой молекулярной массой) углеводородного осадка. Этот эффект необходимо учитывать при пароциклическом воздействии на скважину [3.26]. Подобные отложения практически не растворимы ни в легкой нефти, образующейся в ходе закачки пара, ни даже в нефти исходного состава, которая фильтруется к скважине в процессе добычи. Их наличие снижает реальную проницаемость среды, о чем следует помнить, так как пароциклическое воздействие — процесс, неоднократно повторяемый на одной и той же скважине.

Довольно часто пар используют и для очистки призабойной зоны пластов от некоторых отложений, образовавшихся при обычном способе добычи нефти.

### 3.4. ФАКТОРЫ, ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ПРИМЕНЕНИЕ ПРОЦЕССОВ

При изучении недостатков описанных методов повышения нефтеотдачи приходится сталкиваться с факторами, ограничивающими их использование с точки зрения как технологии, так и экономики. Для иллюстрации приведем два примера.

Давление на забое скважины при нагнетании в неглубоко залегающий пласт воды или пара не должно превышать горное. В противном же случае может произойти горизонтальное растрескивание грунта и нарушение начальной структуры месторождения. Этот пример иллюстрирует одно из технологических ограничений, накладываемых на процесс, — ограничение давления нагнетаемого теплоносителя.

Дополнительное количество нефти, полученное за счет нагнетания пара в пласт, должно быть достаточно большим для обеспечения положительного энергетического баланса процесса. Теплотворная способность дополнительного количества нефти обязана быть по крайней мере равна количеству энергии, затраченной на получение водяного пара, нагнетаемого в скважину. Так, например, если теплотворная способность сырой нефти составляет 10 000 ккал/кг (см. 5.2.4), а удельная теплота испарения воды — 600 ккал/кг, то отношение масс дополнительного количества полученной нефти и закачанного в скважину пара должно превышать 0,06 кг/кг. Здесь, конечно, речь идет лишь о грубой оценке минимума величин отношения масс нефти и пара.

В действительности каждый фактор должен быть рассмотрен с точки зрения технических возможностей и экономической эффективности. Поэтому к приведенным ниже сведениям о влиянии различных параметров на процесс повышения нефтеотдачи следует относиться как к справочным данным об усредненных параметрах воздействия, не забывая, что подробное изучение влияния каждого из них должно быть предметом особого рассмотрения.

### 3.4.1. Нефтедержание. Характеристики нефти

Нефтедержание месторождения — количество нефти, содержащейся в единице объема пористой среды. С технической точки зрения не существует никаких жестких требований к нефтедержанию месторождения, планируемого к разработке, но необходимость рентабельности добычи требует определения ее минимальной величины. Так, при использовании пароциклического воздействия на скважины на калифорнийских месторождениях (США) минимальное нефтедержание было определено на уровне 16 %, в некоторых случаях оно может быть понижено до 12 %. Как уже было показано, уменьшение вязкости нефти при повышении температуры является одним из основных механизмов, обеспечивающих успех методов нагнетания нагретой воды или водяного пара. Следует иметь в виду, что уменьшение вязкости очень вязкой нефти, хотя и дает положительные результаты, однако не всегда приводит к достаточному возрастанию ее текучести. Повышение температуры очень вязкой нефти в зоне нагрева позволяет продвинуть ее к скважине, но увеличивает риск закупорки пор при контакте нагретой нефти с более холодной (коллектором). Практически разрабатываются месторождения нефти средней вязкости — от 50 до 8000 сПз. Необходимо отметить, что в качестве эксперимента нагнетание пара в пласт используют при добыче очень вязкой нефти (например, из битуминозных песков), а в ряде случаев закачка нагретой воды приводит к хорошим результатам и при разработке месторождений очень легкой нефти.

### 3.4.2. Толщина пласта, глубина его залегания, проницаемость коллектора

Толщина нефтеносного слоя, глубина его залегания. При выборе участка для разработки месторождения необходимо учитывать глубину залегания пласта и его толщину, так как с этими параметрами связаны потери тепла в окружающие породы и технические сложности подачи нагретой воды или пара, ограничивающие возможности разработки глубоко залегающих пластов. Обычно считают, что толщина слоя должна быть больше 10 м, а глубина его залегания не должна превышать 1000 м. Можно, однако, рассматривать как рентабельную разработку месторождения с глубиной залегания, несколько превышающей 1000 м, если на скважинах установлено эффективное теплоизолированное оборудование (в частности, теплоизолированные трубы).

Проницаемость нефтеносного слоя. При постоянном массовом расходе гидравлическое сопротивление пористой среды играет более существенную роль при нагнетании в пласт водяного пара, чем при использовании горячей воды. Например, при давлении 75 бар отношение кинематических вязкостей водяного пара и воды вблизи кривой насыщения равно приблизительно 4. Воспринимаемый пластом расход теплоносителя снижается с течением времени нагнетания, поскольку при этом

возрастает сухость пара (из-за уменьшения давления) и снижается его температура по мере удаления от нагнетательной скважины. Вследствие этого уменьшается приемистость пласта при постоянном давлении нагнетания. В таких случаях вводят понятие предела проницаемости, ниже которого процесс может стать нерентабельным, по крайней мере, если не начнут действовать вторичные факторы. Исходя из результатов исследований, можно сказать, что нижний предел абсолютной проницаемости месторождений, при разработке которых используют термические методы, составляет примерно 300 мД.

### 3.4.3. Свойства коллектора, состав жидкостей и газов

В нефтеносном пласте породы, образующие коллектор, не являются инертными по отношению к жидким средам, заполняющим поры. Рассмотрим влияние присутствия глинистых минералов и структуры водонефтяной эмульсии на взаимодействие жидкой и твердой фаз пласта при нагнетании теплоносителя.

Влияние присутствия глинистых минералов. Как правило, глины взаимодействуют с водой и другими веществами, имеющими поляризационные молекулы и входящими иногда в состав нефти. Контакт с нагнетаемыми жидкостями заданного химического состава — нагретой пресной или соленой водой, а также с конденсатом, образовавшимся при закачке водяного пара, приводит к нарушению установившегося процесса адсорбции нефти на глинистых минералах внутри пласта. Вследствие этого некоторые глинистые минералы, например монтмориллониты, могут сильно набухать в присутствии пресной воды [3.29], что влечет за собой снижение характерной проницаемости среды [3.30] и может привести даже к закупорке. Этого можно избежать при нагнетании соленой воды.

В ряде случаев присутствие некоторых органических соединений в составе глинистых минералов (соединений типа керогена) или некоторых компонентов сырой нефти, хорошо адсорбирующихся на глинах (тяжелых фракций), приводит к образованию защитного покрытия, мешающего адсорбированию воды и, следовательно, набуханию глин [3.29].

Необходимо добавить, что, адсорбируя влагу в начале термического воздействия на пласт, глинистые минералы удерживают ее в течение всего цикла, так как уровни температур процесса недостаточно велики для полной десорбции воды.

Влияние структуры водонефтяной эмульсии. После нагнетания в пласт нагретой воды или водяного пара внутри пласта образуется водонефтяная эмульсия, включающая в основном тяжелые фракции нефти. Если вода или водяной пар содержит кислород, наиболее вероятной причиной формирования подобных эмульсий является образование поверхностно-активных молекул при окислении тяжелых углеводородов, причем окисление тем активнее, чем выше температура. Следует отме-

тить, что эмульсии образуются и в отсутствие воздуха [3.32]. При одинаковых температурных условиях термического воздействия на пласт эмульсии, полученные при нагнетании пара, разрушить значительно сложнее, чем эмульсии, образовавшиеся при закачке воды. До сих пор не предложено ни одного удовлетворительного объяснения данного эффекта. Можно, однако, представить ряд вызывающих его причин, равно приемлемых при наличии кислорода, например десорбция некоторых поверхностно-активных компонентов, осевших на коллекторе, или нарушение термодинамического равновесия на поверхностях раздела жидкостей вследствие изменения температуры и появления водяного пара.

### 3.5. ВЫТЕСНЕНИЕ ПРИ КВАЗИОДНОМЕРНОМ ДВИЖЕНИИ

Схематичное описание профилей температуры и насыщенности, данное в начальных разделах главы, верно для одномерного процесса. При нагнетании нагретой воды или пара довольно часто возникают благоприятные условия существования неустойчивости для того или иного фронта насыщенности (теплая вода — холодная вода, водяной пар — водяной конденсат). Они могут возникнуть даже при лабораторных исследованиях „одномерных” процессов в цилиндрических образцах.

Прежде чем приступить к рассмотрению проблем, возникающих в реальных условиях нефтедобычи и повышения эффективности вытеснения, полезно уточнить условия устойчивости различных фронтов в зависимости от скоростей их распространения и термодинамических условий (температуры, фазовых переходов) [3.33] — [3.35].

#### 3.5.1. Скорости продвижения фронтов

При вытеснении нефти нагретой водой или паром основная доля их тепловой энергии расходуется на повышение температуры породы. При таких условиях даже в идеальном случае одномерного, адиабатического процесса (без тепловых потерь через боковую поверхность) фронт распространения температуры отстает от фронта вытеснения нефти.

Исходя из балансов массы и энергии, можно, опираясь на ряд допущений, оценить относительное изменение мгновенных скоростей фронтов распространения температуры и продвижения холодной воды в зависимости от условий постановки эксперимента по термическому воздействию. Если принять во внимание небольшие скорости продвижения всех рассматриваемых фронтов и градиентов, то в первом приближении можно допустить, что спустя некоторое время фронты сформируются настолько, что их формы стабилизируются. В данном приближении при рассмотрении всех необходимых балансов учитываются только члены, описывающие конвективное движение. При этих условиях допускается, что температурный фронт и фронт холодной воды движется со скоростями, соответственно  $U_T$  и  $U_E$  (рис. 3.15).

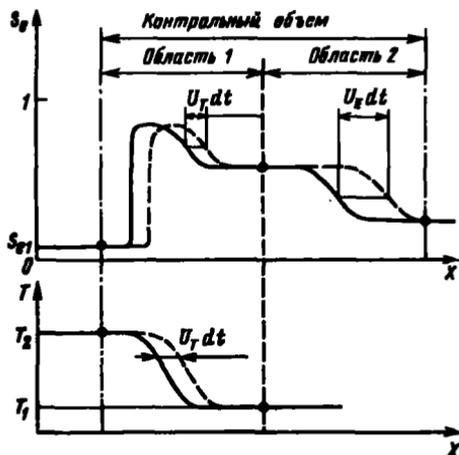


Рис. 3.15. Профили насыщения при поступательном движении фронтов со скоростями  $U_T$  и  $U_E$  в момент времени  $t$  и  $t + dt$

При стационарном режиме закачки двухфазной смеси воды и водяного пара со скоростями в начале зоны конденсации соответственно  $V_e$  и  $V_v$  определена сухость пара:

$$X = \frac{\rho_v V_v}{\rho_s (T_2) V_s + \rho_v V_v}, \quad (3.5)$$

где  $T_2$  — температура в зоне пара.

Сохранение массы воды. Пусть некоторый объем пористой среды с начальной насыщенностью  $S_{ei}$  заполнен водой. Стока воды из данного контрольного объема нет. Тогда количество пароводяной смеси, поступающей в него за время  $dt$ , составит

$$[\rho_s (T_2) V_s + \rho_v V_v] dt.$$

Количество воды, аккумулированной в контрольном объеме пароводяной смеси, равно сумме: количества пара

$$\Phi \rho_v [1 - S_{hr}(T_2) - S_{ei}(T_2)] U_T dt,$$

где  $S_{hr}(T_2)$  и  $S_{ei}(T_2)$  — соответственно нефте- и водонасыщенность в зоне, занятой паром;

количества воды в области 1 (см. рис. 3.15), где температура превышает исходную температуру и скорость смещения всех точек температурного фронта одинакова и равна  $U_T$ :

$$-\Phi \left\{ \rho_s (T_1) [1 - S_{kr} (T_1)] - \rho_s (T_2) S_{st} (T_2) \right\} U_T dt ;$$

количества воды в области 2 при исходной температуре пласта:

$$\Phi \rho_s (T_1) [1 - S_{kr} (T_1) - S_{st}] U_E dt .$$

С учетом этих выражений, баланс можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\Phi} [\rho_s (T_2) V_s + \rho_v V_r] = U_E \rho_s (T_1) [1 - S_{kr} (T_1) - S_{st}] \\ + U_T \left\{ \rho_s [1 - S_{kr} (T_2) - S_{st} (T_2)] - \rho_s (T_1) [1 - S_{kr} (T_1)] \right. \\ \left. + \rho_s (T_2) S_{st} (T_2) \right\} . \end{aligned} \quad (3.6)$$

**Сохранение энергии.** При рассмотрении энергетического баланса системы не учитывают члены, описывающие теплопроводность. Это возможно, так как, во-первых, внутри контрольного объема температурный фронт движется поступательно и, во-вторых, нет температурных градиентов на границах объема. При рассмотрении энергетического баланса системы за исходное состояние принято ее состояние при начальной температуре пласта  $T_1$ . Тогда, следуя методу, использованному при составлении баланса масс, запишем:

количество энергии, поступающей в контрольный объем ,

$$\left\{ \rho_s (T_2) V_s \mathcal{H}'_s (T_2) + \rho_v V_r [\mathcal{H}'_s (T_2) + \mathcal{L}' (T_2)] \right\} dt ,$$

где  $\mathcal{H}'_s$  — энтальпия единицы массы воды;  $\mathcal{L}'$  — скрытая удельная теплота парообразования;

количество энергии, аккумулированной в зоне пара:

$$\begin{aligned} \text{для пара} & \quad \Phi \rho_s [1 - S_{kr} (T_2) - S_{st} (T_2)] [\mathcal{H}'_s (T_2) + \mathcal{L}' (T_2)] U_T dt ; \\ \text{для воды} & \quad \Phi \rho_s (T_2) S_{st} (T_2) \mathcal{H}'_s (T_2) U_T dt ; \\ \text{для нефти} & \quad \Phi \rho_h (T_2) S_{kr} (T_2) \mathcal{H}'_h (T_2) U_T dt ; \\ \text{для коллектора} & \quad (1 - \Phi) (\rho c)_s [T_2 - T_1] U_T dt . \end{aligned}$$

Отсюда энергетический баланс

$$\begin{aligned} \frac{1}{\Phi} \left\{ \rho_s (T_2) V_s \mathcal{H}'_s (T_2) + \rho_v V_r [\mathcal{H}'_s (T_2) + \mathcal{L}' (T_2)] \right\} \\ = U_T \left\{ \rho_s [1 - S_{kr} (T_2) - S_{st} (T_2)] [\mathcal{H}'_s (T_2) + \mathcal{L}' (T_2)] \right. \\ \left. + \rho_s (T_2) S_{st} (T_2) \mathcal{H}'_s (T_2) + \rho_h (T_2) S_{kr} (T_2) \mathcal{H}'_h (T_2) + \right. \\ \left. \frac{1 - \Phi}{\Phi} (\rho c)_s [T_2 - T_1] \right\} . \end{aligned} \quad (3.7)$$

Можно записать уравнение энергетического баланса через отношение  $V_e$  и  $V_v$ , исключив из него  $U_E/U_T$ . Действительно, используя (3.5), можно выразить первые члены соотношений (3.6) и (3.7) как функции  $V_e$  и  $X$  соответственно:

$$\frac{1}{\Phi} \frac{\rho_s(T_2) V_e}{1-X} = \dots ,$$

$$\frac{1}{\Phi} \frac{\rho_s(T_2) V_e}{1-X} [\mathcal{K}_s(T_2) + X \mathcal{L}^0(T_2)] = \dots .$$

Отсюда, исключив  $V_e$ , получим

$$\frac{U_E}{U_T} \left\{ \rho_s(T_1) [1 - S_{hr}(T_1) - S_{el}] [\mathcal{K}'_s(T_2) + X \mathcal{L}^0(T_2)] \right\}$$

$$= \rho_s [1 - S_{hr}(T_2) - S_{el}(T_2)] (1-X) \mathcal{L}^0(T_2)$$

$$- \rho_s(T_2) S_{el}(T_2) X \mathcal{L}^0(T_2) + \rho_s(T_1) [1 - S_{hr}(T_1)] [\mathcal{K}'_s(T_2) + X \mathcal{L}^0(T_2)]$$

$$+ \rho_h(T_2) S_{hr}(T_2) \mathcal{K}_h(T_2) + \frac{1-\Phi}{\Phi} (\rho c)_s [T_2 - T_1] . \quad (3.8)$$

Для  $X = 0$  (нагнетание воды) с учетом того, что

$$S_{hr}(T_2) + S_{el}(T_2) = 1 , \quad (3.9)$$

это выражение может быть преобразовано следующим образом:

$$\frac{U_E}{U_T} \frac{\rho_s(T_1) [1 - S_{hr}(T_1)] \mathcal{K}'_s(T_2) + \rho_h(T_2) S_{hr}(T_2) \mathcal{K}_h(T_2)}{\rho_s(T_1) [1 - S_{hr}(T_1) - S_{el}] \mathcal{K}'_s(T_2)}$$

$$+ \frac{1-\Phi}{\Phi} (\rho c)_s [T_2 - T_1]$$

$$\quad (3.10)$$

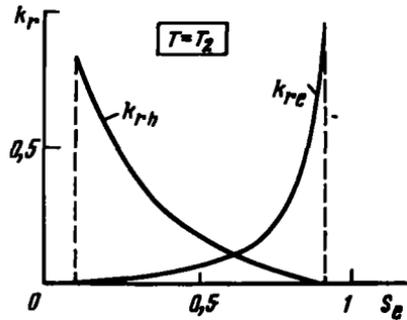
Для  $X = 1$  (нагнетание сухого насыщенного пара) при оценке водонасыщения  $S_{el}$  в начале зоны конденсации необходимо рассмотреть кривые относительной проницаемости системы водоводяной пар при температуре  $T_2$ . Пренебрегая капиллярными эффектами с учетом (3.5), получаем для зоны пара

$$\frac{\mu_s \rho_v}{\mu_r \rho_r} \frac{1-X}{X} = \frac{k_{rs}}{k_{rr}} = f(S_e) . \quad (3.11)$$

В качестве примера рассмотрены условия (рис. 3.16) с допущением независимости многих параметров от температуры. Результаты расчетов легко демонстрируют зависимость отношения  $U_E/U_T$  от доли пара в нагнетаемой пароводяной смеси и от пористости коллектора (рис. 3.17).

Рис. 3.16. Графики для выбора условий при расчете отношения  $U_E/U_T$  по формуле (3.10)

Условия нагнетания:  $p = 20 \text{ кг/см}^2$ ,  
 $T_2 = 211,4^\circ \text{C}$ ,  $T_1 = 26^\circ \text{C}$



**Характеристики:**

воды и пара

$\rho_e(T_1) = 1 \text{ г/см}^3$ ;

$\rho_e(T_2) = 0,845 \text{ г/см}^3$ ;

$\rho_v(T_2) = 0,011 \text{ г/см}^3$ ;

$L(T_2) = 1892 \text{ Дж/г}$ ;

$\beta(T_2) = 791 \text{ Дж/г}$ ;

$\mu_e(T_2) = 0,13 \text{ сПз}$ ;

$\mu_v(T_2) = 0,016 \text{ сПз}$

нефти

$(\rho c)_h = 0,445 \text{ ккал/дм}^3 \cdot ^\circ \text{C}$ ;

коллектора

$(\rho c)_s = 0,53 \text{ ккал/дм}^3 \cdot ^\circ \text{C}$ ;

Насыщенность:  $S_{ei} = 0,23$ ;  $S_{hr}(T_1) = 0,44$ ;  $S_{hr}(T_2) = 0,09$ .

**3.5.2. Устойчивость процесса вытеснения холодной воды нагретой жидкостью или газом при одномерном движении**

Для определения устойчивости вытеснения в отсутствие фазовых переходов компонентов смеси, заполняющей контрольный объем существует простой критерий, который несложно получить из схематического представления процесса (при этой схематизации, например, принимается, что зона, занятая двухфазной смесью, имеет бесконечно малую толщину). Данный критерий устойчивости формулируется следующим образом: процесс вытеснения устой-

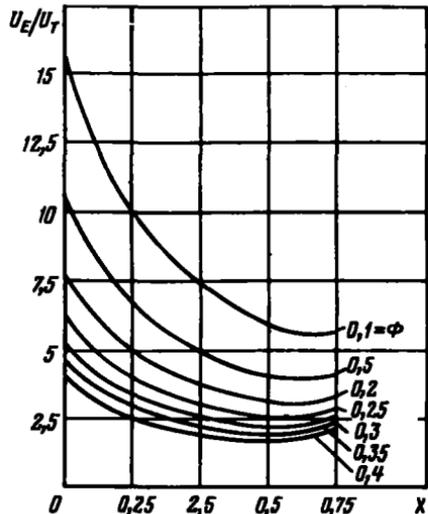


Рис. 3.17. Зависимость отношения скоростей продвижения фронта холодной воды и температурного фронта  $U_E/U_T$  от сухости пара и от пористости  $\Phi$  среды (при условиях, представленных на рис. 3.16)

чив, если отношение подвижности вытесняющей жидкости  $\mu_2/k_{r2}$  к подвижности вытесняемой жидкости  $\mu_1/k_{r1}$  больше единицы [8].

Вывод этого критерия основан на допущении о том, что процесс вытеснения устойчив, если абсолютная величина градиента потенциала в начальной зоне (вытесняющая жидкость) выше абсолютной величины градиента потенциала в удаленной зоне (вытесняемая жидкость).

Используя закон Дарси для каждой зоны, получим критерий устойчивости:

$$\frac{\mu_2 V_2}{k_{r2}} / \frac{\mu_1 V_1}{k_{r1}} > 1, \quad (3.12)$$

что при  $V_1 = V_2$  приводит к требуемому результату.

Следует отметить, что принятое здесь допущение о несжимаемости участвующих в процессе вытеснения жидкостей справедливо при термическом воздействии не для всех областей нефтеносного пласта. Правда, локальные вариации давления достаточно малы везде, за исключением призабойных областей.

Подобный анализ можно провести и при существовании фазовых переходов, когда скорости вытесняющей и вытесняемой жидкостей различны. Рассмотрим следующую, значительно упрощающую реальные процессы модель: вытеснение воды водяным паром. Будем считать, что зона конденсации бесконечно тонкая, а профили насыщения и конденсации имеют форму ступеньки (рис. 3.18). Используя для такого приближения те же допущения, что и выше, а также законы сохранения энергии и массы, можно получить интересные результаты.

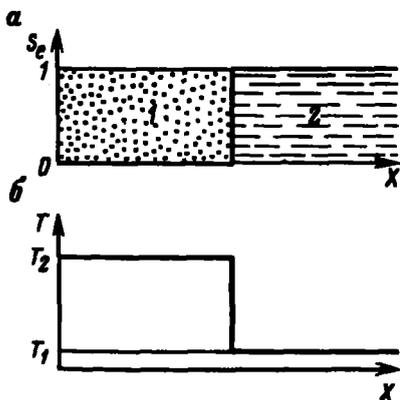
Из закона сохранения массы

$$\rho_r V_r - \rho_w V_w = \Phi U (\rho_v - \rho_w), \quad (3.13)$$

где  $U$  — скорость фронта.

Из закона сохранения энергии:

$$\rho_r V_r \mathcal{H}_r(T_2) = U \{ \Phi \rho_v \mathcal{H}_v(T_2) + (1 - \Phi) (\rho_w) [T_2 - T_1] \}, \quad (3.14)$$



где предполагается, что тепловая энергия единицы объема породы постоянна, а энтальпия единицы массы пара отсчитывается от энтальпии единицы массы воды, температура которой  $T_1$  равна температуре пласта.

Рис. 3.18. Профили насыщения (а) и температуры (б), имеющие вид ступеньки:

1 — водяной пар; 2 — вода

Исключая  $U$ , получим

$$V_0 \left[ 1 + \frac{1 - \Phi}{\Phi} \frac{(\rho c)_s [T_2 - T_1]}{\rho_s \mathcal{K}_s(T_2)} \right] = V_s \left[ 1 + \frac{1 - \Phi}{\Phi} \frac{(\rho c)_s [T_2 - T_1]}{\rho_s \mathcal{K}_s(T_2)} \right]. \quad (3.15)$$

Аналогично, при вытеснении холодной воды нагретой, температура которой  $T_2$ , их скорости связаны следующим соотношением:

$$V_{s,2} \left[ 1 + \frac{1 - \Phi}{\Phi} \frac{(\rho c)_s [T_2 - T_1]}{\rho_s(T_1) \mathcal{K}_s(T_2)} \right] = V_{s,1} \left[ 1 + \frac{1 - \Phi}{\Phi} \frac{(\rho c)_s [T_2 - T_1]}{\rho_s(T_2) \mathcal{K}_s(T_2)} \right]. \quad (3.16)$$

Формулы (3.15) и (3.16) можно использовать при сравнении устойчивости вытеснения нагретой водой или насыщенным (или же перегретым) водяным паром. Для получения общих оценок устойчивости этих процессов более точно рассчитано соотношение  $(\mu_2 V_2 / (\mu_1 V_1))$ , исходя из имеющихся термодинамических условий. Для этого использовали (3.12) при известном отношении  $k_{r2}/k_{r1}$ . Следует отметить, что при близости величин  $k_{r2}$  и  $k_{r1}$  приравнивание отношения  $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1)$  единице дает интересную информацию о процессе.

Расчеты проводили для следующих условий:

давление в слое равно гидростатическому;

температура внутри слоя равна температуре на поверхности земли ( $20^\circ \text{C}$ );

средний геотермальный градиент равен  $3^\circ \text{C}/100 \text{ м}$ .

Изучались три типа процесса вытеснения (рис. 3.19):

вытеснение из пласта воды с температурой  $T_1$  нагретой водой с температурой  $T_2$ , соответствующей равновесной температуре при давлении насыщения, равном пластовому давлению;

вытеснение сухим насыщенным водяным паром ( $X = 1$ ) при давлении, равном давлению в месторождении;

вытеснение перегретым паром с температурой, которая превышает температуру на кривой насыщения вода-пар.

Исходя из величины  $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1)$ , можно утверждать, что вытеснение нагретой водой неустойчиво в широком диапазоне термодинамических условий вне зависимости от глубины залегания пласта, так как отношение  $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1)$  изменяется всего лишь в два раза при изменении давления от 1 до 200 бар. Вытеснение водяным паром более устойчиво, чем нагретой водой, в том же диапазоне температур, хотя устойчивость уменьшается с ростом глубины залегания пласта. Необходимо отметить с рассматриваемой точки зрения преимущество закачки перегретого пара в основном вследствие значительного возрастания его вязкости и удельного объема при увеличении температуры. Так, при давлении в 25 бар и росте температуры от 250 до 350  $^\circ \text{C}$  вязкость и

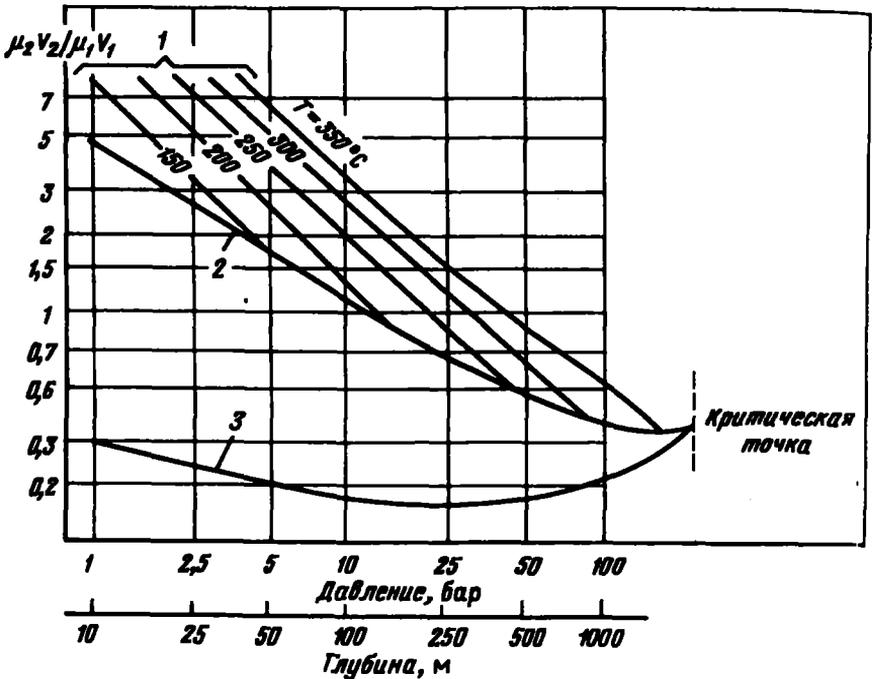


Рис. 3.19. Значения отношения  $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1)$  в среде с пористостью 0,2 при различных способах вытеснения холодной воды:

1 — перегретым паром; 2 — насыщенным паром; 3 — нагретой водой

удельный объем водяного пара увеличиваются на 26 %, а энтальпия лишь на 7,7 %, что влечет за собой возрастание  $V_2/V_1$  на 46 % и, следовательно, отношения  $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1)$  на 86 %.

Заметим, что в ходе расчетов возникла необходимость в вычислении отношения массовых скоростей потоков в начале и конце рассматриваемой области (рис. 3.20). Полученные результаты хорошо подтверждают качественное описание процессов, данное в разделе 3.1.

Заметное влияние пористости пласта на вытеснение связано с тем, что увеличение теплоемкости пласта влечет за собой (при неизменности расхода пара) снижение скорости распространения фронта и соответственно снижение скорости продвижения водяного конденсата (рис. 3.21).

Наконец, необходимо отметить, что принятое приближение поршневого вытеснения, соответствующее резкому переходу от термодинамических условий, существующих внутри пласта, к термодинамическим условиям нагнетания, позволяет оценить лишь общую устойчивость системы фронтов, разделяющих две четко определенные области.

Схематичность принятого упрощения легко проявляется при рассмотрении нагнетания пара. В этом случае образуются два фронта: один,

Рис. 3.20. Зависимость массовых скоростей потока в начале и конце контрольной зоны для вытеснения холодной воды горячей водой (1) и водным паром при  $X = 1$  от глубины и давления (2)

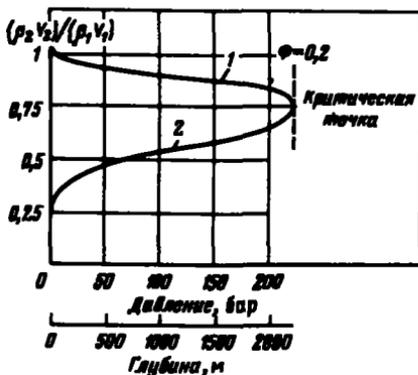
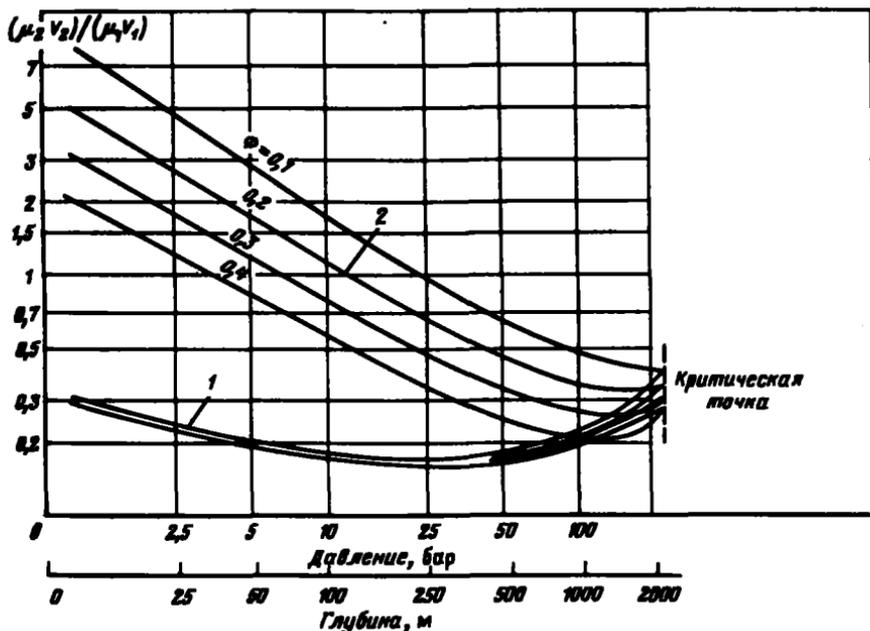


Рис. 3.21. Влияние коэффициента пористости  $\Phi$  на отношение  $(\mu_2 v_2) / (\mu_1 v_1)$  для процессов вытеснения холодной воды горячей водой (1) и насыщенным паром с  $X = 1$  (2)



соответствующий собственно зоне конденсации, относительно крут; другой, соответствующий зоне смещения водяного конденсата и вытесняемой холодной воды, является (исходя из представленных результатов), как правило, неустойчивым.

### 3.5.3. Устойчивость процессов вытеснения нефти нагретыми жидкостями или газами при квазиодномерном движении

При помощи графиков (см. рис. 3.19 и 3.21) или расчетов, аналогичных описанным выше (если условия внутри месторождения отличны от принятых здесь), можно оценить устойчивость процесса нагнетания на-

нагретой жидкости по сравнению с нагнетанием воды с температурой, равной температуре вытесняемой нефти.

Если пренебречь влиянием температуры на относительную проницаемость, можно считать, что нагнетание нагретой жидкости при термодинамических условиях, когда соблюдается неравенство

$$(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1) > 1,$$

более устойчиво, чем закачка воды, имеющей температуру вытесняемой нефти, осуществляемая при тех же термодинамических условиях. И наоборот, при нагнетании нагретой жидкости при условии  $(\mu_2 V_2) / (\mu_1 V_1) < 1$  следует ожидать проявления неустойчивости в большей степени, чем при нагнетании холодной воды, проводимом в аналогичных условиях. Можно повысить точность подобных сравнений, учитывая влияние относительных проницаемостей, критерия устойчивости (3.12) и т.д.

Определение точных критериев устойчивости вытеснения нефти нагретой водой или водяным паром в настоящее время невозможно, что, впрочем, относится и к критериям изотермического процесса вытеснения нефти водой, в котором стабилизирующий эффект оказывают, скорее всего, капиллярные явления. Экспериментальные исследования изотермических процессов поршневого вытеснения привели к слишком пессимистическим критериям устойчивости [8]. При нагнетании нагретой жидкости дополнительный стабилизирующий эффект, который необходимо принимать во внимание, связан с процессом теплопереноса между зонами с повышенной и нормальной температурами.

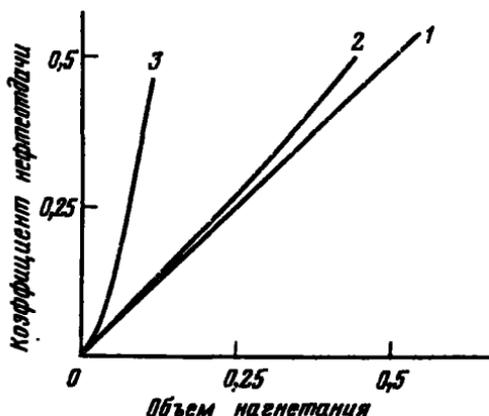
### 3.6. ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ

С учетом рассмотренных выше механизмов, использованных для описания результатов лабораторных исследований по физическим моделям одномерных или не одномерных процессов, можно определить коэффициент вытеснения и эффективность горизонтальной и вертикальной промывки, облегчая, таким образом, прогнозирование и интерпретацию развития нефтеотдачи при промысловых испытаниях.

#### 3.6.1. Извлечение нефти при квазиодномерном вытеснении

Для оценки эффективности вытеснения нефти расширяющимися или конденсирующимися жидкостями следует четко определить условия, при которых прогнозируются показатели разработки залежи. Рассмотрим изменение коэффициента нефтеотдачи в зависимости от объемов закачки воды. Проанализируем кривые коэффициента нефтеотдачи до прорыва воды (рис. 3.22). При изотермическом вытеснении зависи-

Рис. 3.22. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от количества нагнетаемой воды при изотермическом вытеснении (1), вытеснения нагретой водой (2) и водяным паром (3)



мость коэффициента нефтеотдачи от объема нагнетаемой воды носит линейный характер. При нагнетании нагретой воды коэффициент нефтеотдачи повышается вследствие следующих факторов: во-первых, объем данной массы нагретой воды превышает объем той же массы холодной воды и, во-вторых, коэффициент термического расширения нефти выше коэффициента термического расширения воды. Следовательно, кривая зависимости коэффициента нефтеотдачи данного процесса лежит выше кривой изотермического вытеснения. Наконец, угол наклона кривой зависимости коэффициента нефтеотдачи при вытеснении паром — наибольший из-за большого объема, занимаемого единицей его массы.

Вытеснение нефти нагретой водой. Как было показано выше, в строго одномерном процессе вытеснения нефти нагретой водой в отсутствие испарения два основных фактора обуславливают отставание продвижения фронта холодной воды относительно аналогичного фронта в изотермическом вытеснении при одинаковых массовых расходах нагнетаемой воды: изменение отношения подвижностей; изменение остаточной нефтенасыщенности, т. е. момент прорыва воды при изотермическом вытеснении наступает раньше, чем при нагнетании нагретой воды.

До точки прорыва воды кривые нефтеотдачи аналогичны кривой нефтеотдачи при изотермическом вытеснении, имея, однако, более высоколежащие асимптоты; причем увеличение нефтеотдачи тем существеннее, чем выше вязкость нефти (рис. 3.23 и 3.24). В отсутствие испарения нагнетаемой жидкости состав извлеченной нефти однороден и идентичен исходному составу нефти.

Однако в лабораторных условиях часто наблюдаются преждевременные прорывы воды, свидетельствующие о неустойчивости вытеснения. Необходимо отметить, что в рассматривавшейся ранее теории одномерного вытеснения одной жидкости другой (раздел 3.5.3) не учитывался перенос теплоты в поперечных направлениях. Существенные температурные градиенты между фронтом нагретой воды и холодными зонами влекут за собой возникновение теплопереноса за счет теплопроводности

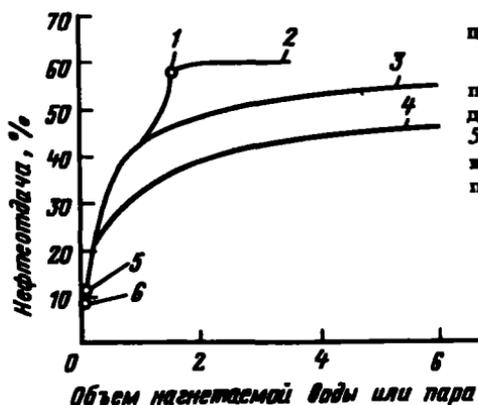


Рис. 3.23. Изменение нефтеотдачи при вытеснении вязкой нефти [3.32]:

1 — прорыв пара; 2 — вытеснение паром; 3 — вытеснение нагретой водой; 4 — вытеснение холодной водой; 5 — прорыв воды (нагретая и холодная вода); 6 — прорыв воды (водяной пар)

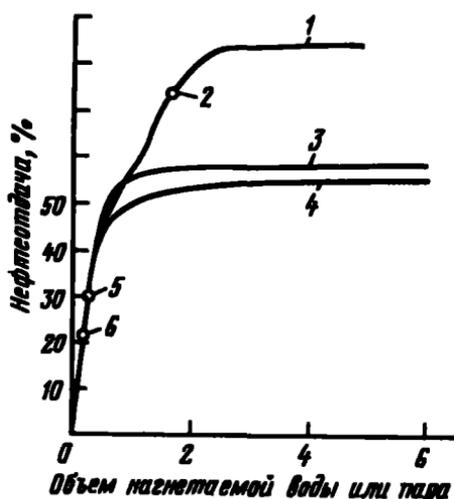


Рис. 3.24. Изменение нефтеотдачи при вытеснении нефти, обогащенной легкими фракциями [3.32]:

1 — вытеснение паром; 2 — прорыв пара; 3 — вытеснение нагретой водой; 4 — вытеснение холодной водой; 5 — прорыв воды (вытеснение нагретой и холодной водой); 6 — прорыв воды (водяного пара)

перпендикулярно к среднему направлению течения, что тормозит расширение зоны процесса. Прорыв воды наступает раньше, чем при устойчивом вытеснении, однако разница в этом случае незначительна.

Если появляется зона пара, то при неизменности массового расхода нагнетаемой жидкости прорыв возникает значительно раньше. Состав извлеченной нефти непостоянен, вначале он близок к составу исходной нефти, а затем она постепенно обогащается легкими фракциями.

Вытеснение нефти водяным паром. В начале этого раздела кривые объемов нефтедобычи были представлены в координатах, позволяющих продемонстрировать влияние на них плотности жидкости, перемещающейся внутри пласта (см. рис. 3.22). Подобное представление необходимо при оценке зависимости нефтеотдачи от массы нагнетаемой в пласт жидкости. Однако при интерпретации лабораторных экспериментов по вытеснению нефти паром удобна зависимость нефтедобычи от

объема нагнетаемых воды или пара, приведенного к жидкому состоянию и начальной температуре пористой среды.

Анализируя кривые объемов добытой нефти, построенные в таких координатах, можно сделать следующие выводы (см. рис. 3.23, 3.24):

прорыв водяного конденсата получен при объемах нагнетания пара, близких к объемам нагнетания нагретой воды;

после прорыва водяного конденсата выход нефти растет до момента прорыва пара;

после прорыва пара нефтедобыча практически не увеличивается.

Достижимый уровень нефтедобычи при нагнетании пара превышает уровень нефтедобычи, достигаемый при нагнетании нагретой воды, что особенно заметно при добыче легкой нефти (см. рис. 3.24), для которой характерно изменение состава в процессе извлечения.

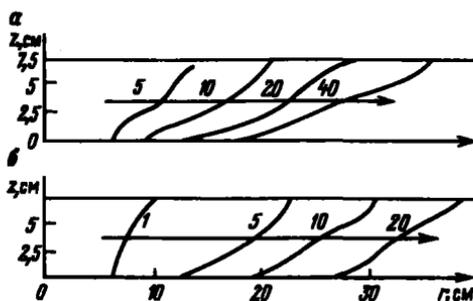
### 3.6.2. Эффективность вертикального вытеснения

Проведем качественное описание процессов в горизонтально расположенных нефтеносных пластах, имеющих достаточную толщину, чтобы под воздействием силы тяжести произошло разделение заполняющих их жидкостей. Рассмотрим отдельно процессы нагнетания нагретой воды и пара.

Эффективность вертикального вытеснения нагретой водой почти не отличается от эффективности вытеснения холодной. Нагретая вода стремится распространиться в нижней части пласта, но вследствие неблагоприятного отношения подвижностей нагретой воды и вытесняемой нефти водяной фронт при одинаковом расходе нагнетаемой жидкости значительно деформируется относительно вертикали и, следовательно, продвигается быстрее, чем при изотермическом вытеснении. Неизотермический характер проявляется в том, что вследствие теплообмена на боковых поверхностях пласта наиболее продвинутой областью фронта нагретой воды не распространяется вдоль его границ [3.36].

При вытеснении нефти водяным паром он стремится к продвижению в верхних областях пласта (рис. 3.25), в то время как водяной конденсат — к распространению в нижней его части. Это позволяет надеяться на достаточно полное во всех точках вертикального разреза слоя вытесне-

Рис. 3.25. Экспериментально полученные конфигурации фронта распространения пара в зависимости от времени при идентичных условиях вытеснения. Расход пара в случае (б) выше расхода пара в случае (а) в 1,8 раза [3.37]. (На кривых — время вытеснения в мин)



ние нефти. Как известно, при одинаковых условиях нагнетания форма тепловых фронтов приближается к вертикали при возрастании расхода нагнетаемого пара (см. рис. 3.25).

В заключение следует отметить, что распространение фронтов может прерываться локальные изменения при появлении неустойчивости.

### 3.6.3. Эффективность горизонтального вытеснения

Проведем анализ эффективности вытеснения нефти из горизонтально расположенного и достаточно тонкого нефтеносного слоя (чтобы воздействием силы тяжести на изменение состава нефти в вертикальной плоскости пласта можно было пренебречь). При изотермическом вытеснении, в котором участвуют жидкости, практически неизменяемые в объеме, эффективность вытеснения является возрастающей функцией отношения подвижностей  $\mu_2/k_{r2}$ ,  $\mu_1/k_{r1}$  вытесняющей и вытесняемой жидкостей [8]. Использовать данный параметр для исследования эффективности вытеснения нагретой водой (что возможно лишь для тех процессов, в которых в первом приближении можно считать практически неизменным объем участвующих в них жидкостей) следует только в случае, если профили фронтов насыщения и температуры совпадают и имеют вид ступенек. Эффективность горизонтального вытеснения нагретой водой ниже эффективности изотермического вытеснения вследствие влияния величины  $\mu_2 k_{r2}/\mu_1 k_{r1}$ .

При рассмотрении вытеснения нефти паром необходимо учитывать конденсацию воды. В этом случае эффективность вытеснения будет зависеть не только от отношения подвижностей, но и от отношения скоростей в начале и конце активной зоны, т.е. от  $(\mu_2 V_2/k_{r2})/(\mu_1 V_1/k_{r1})$ . Этот параметр идентичен параметру устойчивости, введенному в разделе 3.5.2 (см. рис. 3.19 и 3.21). Из расчетов видно, что при низких давлениях эффективность вытеснения паром выше эффективности изотермического вытеснения водой, но она снижается при росте давления; при любых термодинамических условиях эффективность вытеснения паром всегда выше эффективности вытеснения нагретой водой.

Все эти качественные выводы хорошо согласуются с экспериментальными данными, которые, однако, указывают на повышение эффективности вытеснения при испарении и конденсации легких фракций нефти [3.38].

### 3.6.4. Неоднородность и слоистость.

#### Предпочтительные направления движения

Естественная неоднородность и слоистость месторождения приводят к появлению предпочтительных направлений движения и ухудшают нефтедобычу. Основным отличием вытеснения нефти нагретой водой от изотермического вытеснения является наличие теплопереноса от зоны с повышенной температурой, откуда нефть уже вытеснена, к еще холодной зоне, где нефть с трудом поддается вытеснению. Такой теплоперенос за

счет чистой теплопроводности через твердую породу и жидкости или за счет естественной конвекции, испарения и конденсации увеличивает подвижность вязкой нефти относительно подвижности воды и, следовательно, облегчает вытеснение нефти. Таким образом, этот эффект, который, как было показано, замедляет развитие неустойчивости в однородной среде, играет положительную роль в среде неоднородной.

## ЛИТЕРАТУРА ПО ОБЩИМ ВОПРОСАМ

- [1] Mc ADAMS (W. H.). — Transmission de la chaleur. *Dunod*, Paris (1961).
- [2] MISSENARD (A.). — Conductivité thermique des solides, liquides, gaz et de leurs mélanges. *Éditions Eyrolles*, Paris (1965).
- [3] JAKOB (M.). — Heat Transfer. *John Wiley*, New York (1962).
- [4] CARSLAW (H. S.) et JAEGER (J. C.). — Conduction of Heat in Solids. *Clarendon Press*, Oxford (1959).
- [5] GRÖBER (A.), ERK (S.) et GRIGULL (U.). — Die Grundgesetze der Wärmeübertragung. *Springer*, Berlin (1963).
- [6] DEPRIVES (D.). — Transfert de matière. Série d'articles parus dans la *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XV-7/8, 1142-1169, XV-9, 1347-1365, XV-10, 1446-1464 (1960).
- [7] BIRD (R. B.), STEWART (W. E.) et LIGHTFOOT (E. N.). — Transport Phenomena. *John Wiley*, New York (1960).
- [8] MARLE (C.). — Cours de Production. IV. Les écoulements polyphasiques en milieux poreux. *Éditions Technip*, Paris (1972).
- [9] REID (R. C.) et SHERWOOD (T. K.). — The Properties of Gases and Liquids. *Mc Graw Hill*, New York (1966).
- [10] MAXWELL (J. B.). — Data Book on Hydrocarbons. *Von Nostrand*, Princeton (1958).
- [11] JUNGERS (J. C.) et col. — Cinétique chimique appliquée. *Éditions Technip*, Paris (1958).
- [12] VAN TIGHELEN (A.) et col. — Oxydations et combustions, tomes I et II. *Éditions Technip*, Paris (1968).
- [13] EMANUEL (N. M.) et alii. — The Oxidation of Hydrocarbons in the Liquid Phase. *Pergamon Press*, Oxford (1965).
- [14] EMANUEL (N. M.), DENISON (E. T.) et MAIZUS (Z. K.). — Liquid-Phase Oxidation of Hydrocarbons. *Plenum Press*, New York (1967).
- [15] SCHMIDT (E.). — Propriétés de l'eau et de la vapeur d'eau. *Springer*, Berlin et New York (1969).
- [16] OGANOV (K. A.). — Bases de la stimulation thermique des couches pétrolières. *Nedra*, Moscou (1967) (en russe).
- [17] SMITH (C. R.). — Mechanics of Secondary Oil Recovery. *Reinhold*, New York (1966).
- [18] Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. CRAWFORD (P. B.) : chapitre V; FAROUQ ALI (S. M.) : chapitre VI. *Interstate Oil Compact Commission*, Oklahoma City (1974).
- [19] Fundamentals of Thermal Oil Recovery. *Petroleum Engr. Publ. Co*, Dallas (1965) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [20] Thermal recovery processes. *SPE Reprint Series n° 7*, Soc. Petroleum Engrs AIME (1968) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [21] Thermal recovery techniques. *SPE Reprint Series n° 10*, Soc. Petroleum Engrs AIME (1972) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [22] L'exploitation des gisements d'hydrocarbures. BIA (P.), COMBARNOUS (M.) : chapitre VI; BURGER (J.), SAMUQUET (B.) : chapitre VII. *Éditions Technip*, Paris (1974).
- [23] LO (H. Y.). — Bibliography of Thermal Methods of Recovery. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 14, n° 2, p. 55-65 (1975).

## ЛИТЕРАТУРА

- [3-1] COMBARNOUS (M.) et PAVAN (J.). — Déplacement par l'eau chaude d'huiles en place dans un milieu poreux. *C. R. Troisième Colloque ARTFP*, *Éditions Technip*, Paris, p. 737-737 (1969).
- [3-2] BAKER (P. E.). — An experimental study of heat flow in steam flooding. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 9, p. 89-99 (1969).
- [3-3] MANDL (G.) et VOLCK (C. W.). — Heat and mass transport in steam-drive processes. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 9, p. 59-79 (1969) [repris dans [21], p. 27].
- [3-4] BARADAT (Y.). — Déplacement de l'eau par la vapeur d'eau en milieux poreux non consolidés. *Rapport Inst. Franç. du Pétrole*, n° 14 802 (1967).
- [3-5] NIRO (H.) et TROST (P. J. P. M.). — Experimental investigation of the steam-ausk process in a depletion-type reservoir. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 2 978* (1970) [Repris dans [21], p. 308].
- [3-6] ADAMS (R. H.) et KRAM (A. M.). — Cyclic steam injection project performance ana-

- lysis and some results of a continuous steam displacement pilot. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 95-100 (1969) [Repris dans [21], p. 273].
- [3-7] NELSON (W. L.). — How to handle viscous crude oils. *Oil and Gas J.*, vol. 53, n° 28, p. 269 (13 nov. 1954).
- [3-8] КОСЧИАНКОВ (A. A.), КНОМУТОВ (V. I.), ЛИСУН (V. N.). — Étude de l'influence de divers facteurs sur le processus de déplacement de l'huile par des caloporteurs. *NTSb. po dobyche nefsi, VNII, Nedra, Moscou*, vyp. 41, p. 99-108 (1971). Traduction *Inst. Franç. du Pétrole, russe*, 1038/24046 (1976).
- [3-9] FAYERS (F. J.). — Some theoretical results concerning the displacement of a viscous oil by a hot fluid in a porous medium. *J. Fluid Mech.*, vol. 13, p. 65-76 (1962).
- [3-10] EDMONSON (T. A.). — Effect of temperature on water-flooding. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 4, n° 4, p. 236-242 (1965).
- [3-11] ABRAMS (A.). — The influence of fluid viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by water-flood. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5050* (1974).
- [3-12] POSTON (S. M.), YERRAL (S. C.), HOSSAIN (A. K. M. S.), MONTGOMERY (E. F., III) et RAMEY (H. J., Jr.). — The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sands. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 249, p. 171-180 (1970).
- [3-13] LO (H. Y.) et MÜNGAN (N.). — Effect of temperature on water-oil relative permeabilities in oil-wet and water-wet systems. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 4505* (1973).
- [3-14] SINOKROT (A. A.), RAMEY (H. J., Jr.) et MARRDEN (S. S., Jr.). — Effect of temperature level upon capillary pressure curves. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 13-22 (1971).
- [3-15] ASTM-IP. — Petroleum measurement tables, D 1250-IP 200-Table 53. *Inst. Petroleum, Londres* (1953).
- [3-16] SKUMUND (P. M.), DRANCHUK (P. M.), MORROW (N. R.) et PURVIS (R. A.). — Tetragrade condensation in porous media. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 13, p. 93-104 (1973).
- [3-17] WU (C. H.) et FULTON (F. F.). — Experimental simulation of the zones preceding the combustion front of an *in situ* combustion process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 38-46 (1971).
- [3-18] HAGOORT (J.), LEIJNKE (A.) et VAN POELGHEST (F.). — Steam-strip drive: a potential tertiary recovery process. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5570* (1975).
- [3-19] WU (C. H.) et BROWN (A.). — A laboratory study on steam distillation in porous media. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5569* (1975).
- [3-20] ALIKHAN (A. A.) et FAROUQ ALI (S. M.). — Oil recovery by hydrocarbon slugs driven by a hot water bank. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 342-350 (1971).
- [3-21] EL-SALEH (M. M.) et FAROUQ ALI (S. M.). — Oil recovery by a water driven steam slug. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 351-355 (1971).
- [3-22] JOHNSON (F. S.), WALKER (C. J.) et BAYAZEED (A. F.). — Oil vaporization during steam flooding. *J. Petroleum Technol.*, vol. 23, p. 731-742 (1971).
- [3-23] NAMJOT (A. J.). — Amélioration de la précision dans le calcul de la vaporisation de l'huile lors de l'injection de vapeur d'eau dans une couche. *NTSb. po dobyche nefsi, VNII, Nedra, Moscou*, vyp. 47, p. 160-165 (1973). Traduction *Inst. Franç. du Pétrole, russe*, 1036/24121 (1976).
- [3-24] MILLER (F. G.). — Steady flow of two-phase single-component fluids through porous media. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 192, p. 205-216 (1951).
- [3-25] VOLKK (C. W.) et PAVOR (J. A.). — Steam distillation drive: Brea field, California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 24, p. 899-906 (1972).
- [3-26] КНОМУТОВ (V. I.). — Étude expérimentale du mécanisme du déplacement d'huile dans des couches par des caloporteurs. *NTSb. po dobyche nefsi, VNII, Nedra, Moscou*, vyp. 40, p. 84-93 (1971). Traduction *Inst. Franç. du Pétrole, russe*, 1037/24122 (1976).
- [3-27] RAMEY (H. J., Jr.). — A current review of oil recovery by steam injection. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co, Barking*, vol. 3, p. 471-476 (1967).
- [3-28] DIETZ (D. N.). — Review of thermal recovery methods. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5558* (1975).
- [3-29] GRIM (H. E.). — Clay mineralogy. *McGraw-Hill* (1953).
- [3-30] JACQUIN (Ch.). — Études des écoulements et des équilibres de fluides dans les sables argileux. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole, XX-4*, p. 1-49 (1965).
- [3-31] DIETZ (D. N.). — Hot-water drive. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co, Barking*, vol. 3, p. 451-457 (1967) [repris dans [21], p. 79].
- [3-32] WILLMAN (R. T.), VALLEROY (V. V.), RUNBERG (G. W.), CORNELIUS (A. J.) et POWERS (L. W.). — Laboratory studies of oil recovery by steam injection. *J. Petroleum Technol.*, vol. 13, p. 681-690 (1961) [repris dans [20], p. 154].
- [3-33] HARNSEN (G. J.). — Oil recovery by hot-water and steam injection. *Proc. Eighth World Petroleum Congr., Appl. Sci. Publ., Londres*, vol. 3, p. 243-251 (1971).
- [3-34] SOUBIRAU (P.). — Comparaison de la stabilité des déplacements par fluide chaud (eau ou vapeur d'eau) et par l'eau froide. Note interne *Inst. Franç. du Pétrole*, D 43-1.20 (1973).
- [3-35] MILLER (C. A.). — Stability of moving surfaces in fluid systems with heat and mass transport. III: Stability of displacement fronts in porous media. *A. I. Ch. E. J.*, vol. 21, p. 474-479 (1975).
- [3-36] MARTIN (W. L.), DEW (J. N.), POWERS (M. L.) et STEVES (H. B.). — Results of a tertiary hot waterflood in a thin sand reservoir. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 739-750 (1968) [repris dans [21], p. 99].
- [3-37] BAKER (P. E.). — Effect of pressure and rate on steam zone development in steam flooding. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 13, p. 274-284 (1973).
- [3-38] RINCON (A. C.), DIAZ-MUNOZ (J.) et FAROUQ ALI (S. M.). — Sweep efficiency in steam flooding. *21<sup>st</sup> Annus. Tech. Meeting of Petroleum Soc. of CIM.*, Calgary, Paper n° 7032 (1970).

## ГЛАВА 4. НАГНЕТАНИЕ ТЕПЛОСИТЕЛЕЙ В ПЛАСТ

### 4.1. ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ

При нагнетании нагретых жидкостей в нефтеносный пласт известны характеристики теплоносителя на выходе из нагревателя или парогенератора (давление, температура, расход и, если используется пароводяная смесь, сухость пара  $X$ ). Важнейшим параметром является энтальпия теплоносителя, непосредственно поступающего в нефтяной пласт. Для его определения необходимо знать тепловые потери в наземных коммуникационных линиях, в скважинах, а также тепловые потери от нефтеносного пласта к окружающим породам.

Принимая во внимание, что точность определения теплотерь невысока, следует удовлетвориться приближенными расчетами, дающими лишь порядок рассматриваемых величин.

#### 4.1.1. Потери в подводящих трубопроводах

Нагретые жидкости подводятся по поверхностным теплоизолированным трубопроводам или по заглубленным в землю коммуникациям.

Проанализируем тепловые потери для каждого из этих случаев отдельно. Действительно, по всей длине поверхностного трубопровода, подвергающегося постоянным воздействиям со стороны окружающей среды (переменной температуре воздуха, ветровой нагрузке, солнечной радиации), при стационарном режиме течения в нем теплоносителя процессы конвективного теплообмена на поверхности трубы быстро стабилизируются и устанавливаются стационарный тепловой и гидродинамический режимы течения внутри трубы.

При заглублении трубопровода в землю окружающая среда способна практически неограниченно поглощать отдаваемую трубой теплоту.

Поверхностный трубопровод. При установившемся режиме тепловые потери в единицу времени на единицу длины трубопровода (линейная плотность тепловых потерь) можно записать в виде:

$$q = 2\pi r_e h_e (T_1 - T_2), \quad (4.1)$$

где  $T_1$  — температура пара или нагретой воды в потоке;  $T_2$  — температура окружающей среды;  $r_e$  — наружный радиус трубопровода;  $h_e$  — коэффициент теплопередачи от пара или нагретой воды к окружающей среде, отнесенный к внешнему периметру трубы и разности температур между нагретой жидкостью и окружающей средой.

При установившемся тепловом режиме можно пренебречь теплопередачей вдоль магистрали, вследствие чего линейная плотность тепло-

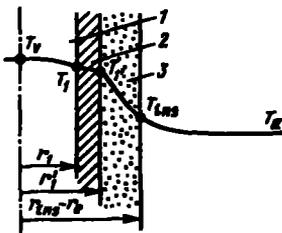


Рис. 4.1. Радиальный профиль температур в наземном теплоизолированном трубопроводе:

1 — теплоноситель; 2 — стенка трубопровода; 3 — теплоизоляционный материал

вых потерь  $\varphi$  через различные изотермические поверхности в радиальном направлении постоянна (рис. 4.1)\*.

Теплоперенос от центральной части потока жидкости к внутренней поверхности трубы (коэффициент теплоотдачи равен  $\alpha_1$ ):

$$(1) \quad \varphi = 2\pi r_o h_o (T_o - T_a)_o \\ \varphi = 2\pi r_i h_1 (T_o - T_1)_o$$

Теплопередача стенки трубы (коэффициент теплопроводности равен  $\lambda_1$ )

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_1}{\ln [r'_2/r'_1]} (T_1 - T'_1)_o$$

Теплоперенос через изолирующий материал (коэффициент теплопроводности равен  $\lambda_2$ )

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_{ins}}{\ln [r_o/r'_1]} (T'_1 - T_{ins})_o$$

Теплоперенос вследствие конвекции (с коэффициентом теплоотдачи  $h_C$ ) и излучения (с коэффициентом теплоотдачи  $h_R$ ) между внешней поверхностью трубопровода и окружающей средой

$$\varphi = 2\pi r_o (h_C + h_R) (T_{ins} - T_a)_o$$

Поскольку

$$T_o - T_a = (T_o - T_1) + (T_1 - T'_1) + (T'_1 - T_{ins}) + (T_{ins} - T_a)_o$$

то следует:

$$\frac{1}{r_o h_o} = \frac{1}{r_i h_1} + \frac{\ln [r'_2/r'_1]}{\lambda_1} + \frac{\ln [r_o/r'_1]}{\lambda_{ins}} + \frac{1}{r_o (h_C + h_R)}_o \\ \frac{1}{h_o} = \frac{r_o}{r_i h_1} + \frac{r_o \ln [r'_2/r'_1]}{\lambda_1} + \frac{r_o \ln [r_o/r'_1]}{\lambda_{ins}} + \frac{1}{h_C + h_R}_o$$

В рассматриваемом случае  $r'_2 = r_{ins}$ . В выражении для неизолированного наземного трубопровода нет члена, описывающего теплоперенос через теплоизолятор и трубу.

\* В действительности при установившемся тепловом режиме из-за радиальных тепловых потерь в трубопроводе существует осевой градиент температур и, соответственно, перенос теплоты вдоль магистрали. Пренебречь этим переносом можно лишь в случае, когда осевой градиент температур существенно меньше радиального градиента. (Прим. ред.).

Из анализа процесса теплопереноса получается выражение для теплового сопротивления  $1/h_e$  в виде суммы членов, каждый из которых описывает один из механизмов переноса, показанных на рис. 4.1.

В реальных условиях вклад ряда из них может быть пренебрежимо мал. Например:

термическое сопротивление стенки трубы

$$< 10^{-3} \text{ ккал}^{-1} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К} (\approx 10^{-3} \text{ Вт}^{-1} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

При турбулентном течении нагретой воды и при конденсации пара [4.1] термическое сопротивление между жидкостью и внутренней стенкой мало:

$$\frac{1}{h_1} < 4 \cdot 10^{-4} \text{ ккал}^{-1} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К} (\approx 3,5 \cdot 10^{-4} \text{ Вт}^{-1} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

При таких условиях температура  $T_1'$  на внешней поверхности трубы близка к температуре  $T_e$  и для теплоизолированного наземного трубопровода выполняется соотношение:

$$\frac{1}{r_e h_e} \approx \frac{1}{r_e (h_c + h_n)} + \frac{\ln [r_e / r_1']}{\lambda_{ins}}. \quad (4.2)$$

Коэффициент теплоотдачи  $h_c$  при естественной или вынужденной конвекции можно оценить на основе эмпирических формул (см. раздел 1.2.3), полученных при рассмотрении передачи тепла от цилиндрических тел, погружаемых в различные жидкости [1]. В экспериментальных работах, посвященных изучению этого явления, температура внешней поверхности линейных участков образцов была одинакова, что является лишь грубым приближением к реальным процессам, происходящим на стенках наземного трубопровода, находящегося в теплоизоляционной оболочке.

В условиях естественной конвекции (в отсутствие ветра) теплоотдача от внешней стенки трубы к окружающему воздуху подчиняется соотношению

$$\text{Nu} = \frac{2r_e h_c}{\lambda} = 0,53 [\text{GrPr}]^{1/4} \quad - \text{число Нуссельта}, \quad (4.3)$$

где

$$\text{Gr} = \frac{g \alpha \rho^2}{\mu^2} (2r_e)^3 (T_{ins} - T_e) \quad - \text{число Грасгофа}, \quad (4.4)$$

$$\text{Pr} = \frac{\mu c_p}{\lambda} \quad - \text{число Прандтля}. \quad (4.5)$$

Таблица 4.1

Свойства воздуха при атмосферном давлении [5]

Температура $\theta$ , °С	Плотность $\rho_a$ , кг/м <sup>3</sup>	Удельная теплоемкость $c_{pa}$ , ккал	Теплопроводность $\lambda_a$ , ккал	Динамическая вязкость $\mu_a$ , 10 <sup>-5</sup> Па·с	Коэффициент температурного расширения $\alpha_a$ , 10 <sup>-3</sup> , °С <sup>-1</sup>	Число Прандтля $Pr$ , $\frac{\mu_a c_{pa}}{\lambda_a}$	Комплекс $\frac{g \rho_a^2}{\mu_a^2}$ , 10 <sup>6</sup> ·м <sup>-3</sup> ·°С <sup>-1</sup>
		кг·°С	м·ч·°С				
-50	1,534	0,240	0,0177	1,47	4,51	0,715	484,9
0	1,293	0,240	0,0209	1,72	3,67	0,711	203,4
20	1,2045	0,240	0,0221	1,82	3,43	0,713	147,3
40	1,1267	0,241	0,0233	1,91	3,20	0,711	109,0
60	1,0595	0,241	0,0245	2,00	3,00	0,709	82,3
80	0,9998	0,241	0,0257	2,10	2,83	0,708	63,3
100	0,9458	0,242	0,0270	2,18	2,68	0,704	49,4
120	0,8980	0,242	0,0282	2,27	2,55	0,70	39,3
140	0,8535	0,242	0,0295	2,35	2,43	0,694	31,4
160	0,8150	0,243	0,0308	2,43	2,32	0,693	25,5
180	0,7785	0,244	0,0320	2,51	2,21	0,69	20,8
200	0,7457	0,245	0,0332	2,58	2,11	0,685	17,2
250	0,6745	0,247	0,0362	2,78	1,91	0,68	11,0
300	0,6151	0,250	0,0390	2,95	1,75	0,68	7,5
350	0,5662	0,252	0,0417	3,12	1,61	0,68	5,2
400	0,5242	0,255	0,0443	3,28	1,49	0,68	3,7

Здесь  $T_{ins}$  — температура внешней поверхности тепловой изоляции, которая может быть рассчитана с помощью следующего соотношения:

$$T_e - T_{ins} = r_e h_e \frac{\ln [\tau_e / \tau'_1]}{\lambda_{ins}} (T_e - T_a)_e \quad (4.6)$$

В этих соотношениях:  $g$  — ускорение свободного падения;  $\mu$  — динамическая вязкость;  $\rho$  — плотность;  $\alpha$  — коэффициент теплового расширения;  $c_p$  — удельная теплоемкость при постоянном давлении;  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности окружающей воздушной среды при средней температуре  $(T_{ins} + T_a)/2$ .

Свойства воздуха при различных температуре и атмосферном давлении приведены в табл. 4.1.

Формула (4.3) верна для чисел Рэлея  $10^3 < (Ra = Gr Pr) < 10^9$ , что соответствует реальным условиям.

Передача тепла от трубопровода в окружающее воздушное пространство при ветре (вынужденная конвекция) описывается следующими соотношениями [1]:

$$Nu = \frac{2r_e h_c}{\lambda} = 0,24 (Re)^{0,6} \quad \text{для} \quad Re = \frac{2r_e \rho v_n}{\mu} < 50\,000 \quad (4.7)$$

или

$$Nu = 0,024 (Re)^{0,805} \quad \text{для } Re > 50\,000, \quad (4.8)$$

где  $u_n$  — составляющая скорости ветра, направленная по нормали к трубопроводу; параметры  $\rho, \mu, \lambda$  определены для  $(T_{ins} + T_a)/2$ .

Пренебрегая нагреванием трубопровода солнечными лучами, можно считать, что обмен тепловой энергией посредством излучения осуществляется между внешней поверхностью труб и окружающей средой с температурой  $T_a$ . При допущении, что вся излучаемая трубами энергия поглощается окружающей средой, коэффициент теплоотдачи  $h_R$  при излучении имеет вид

$$h_R = \epsilon \sigma \frac{T_{ins}^4 - T_a^4}{T_{ins} - T_a} = \epsilon \sigma (T_{ins}^2 + T_a^2) (T_{ins} + T_a). \quad (4.9)$$

Здесь  $T_{ins}$  и  $T_a$  — абсолютные значения соответствующих температур;  $\epsilon$  — интегральная излучательная способность внешней поверхности теплоизоляции;  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Вт} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{К}^{-4}$  ( $4,878 \cdot 10^{-8} \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1} \cdot \text{К}^{-4}$ ) — постоянная Стефана—Больцмана (см. раздел 1.1.3).

Для изоляции с заданными характеристиками член  $r_e(h_C + h_R)$  в (4.2) зависит от температуры внешней поверхности  $T_{ins}$  трубопровода, которая в свою очередь является функцией суммарного коэффициента теплоотдачи  $h_e$  (соотношение 4.6). Следовательно,  $h_e$  и осевое распределение теплопотерь  $\varphi$  можно найти методом последовательных приближений<sup>1</sup>.

В табл. 4.2 приведены данные по осевому распределению теплопотерь в наземных трубопроводах.

Заглубленный трубопровод. Если заглубленный в землю трубопровод не покрыт теплоизоляцией, то тепловое сопротивление между протекающей жидкостью и окружающей средой пренебрежимо мало; если же он теплоизолирован, то общее тепловое сопротивление равно

<sup>1</sup>Для сокращения количества итераций или даже отказа от использования метода последовательных приближений было предложено следующее выражение для суммы  $h_C + h_R$  для наземного теплоизолированного трубопровода [4.2]:

$$h_C + h_R \approx \frac{\lambda_{ins}}{\Delta r_{ins}} (0,12 \theta_p - 2,14) + 8,21 - 0,8 \log d \quad (\text{ккал} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1} \cdot \text{°C}^{-1})$$

или

$$(Вт \text{ или } \text{Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-1}) \approx \frac{\lambda_{ins}}{\Delta r_{ins}} (0,12 \theta_p - 2,14) + 9,54 - 0,93 \log d \quad (\text{Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-1}),$$

где  $\lambda_{ins}$  — коэффициент теплопроводности изоляционного материала ( $\text{ккал} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}^{-1}$  или  $\text{Вт} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ );  $\Delta r_{ins}$  — толщина слоя изоляционного материала (дюймы);  $\theta_p$  — температура нагретой жидкости ( $^{\circ}\text{C}$ );  $d$  — номинальный диаметр трубопровода (дюймы).

Таблица 4.2

Измеренные плотности потока тепловых потерь в  
поверхностных трубопроводах [4.3]

$d$ , дюймы	$\Delta r_i$ , дюймы	Температура $T_v$ жидкости, °С			
		90	200	315	425
3	1 1/2	33	95	171	273
6	1 1/2	53	154	277	411
3	3	20	62	112	165
6	3	33	96	171	266

$d$  : номинальный диаметр труб

$\Delta r_i$  : толщина теплоизоляции

тепловому сопротивлению изоляционного материала. Теплообмен между внешней поверхностью трубопровода и окружающей средой обусловлен нестационарным процессом теплопроводности. В дальнейшем будем считать, что трубопровод проложен на достаточной глубине, чтобы на теплотрассу не влияла температура на поверхности земли и можно было рассматривать температурное поле трубопровода как осесимметричное.

Выражение для потока тепловых потерь на внешней стенке трубы с температурой  $T_e$  при неустановившемся радиальном переносе тепла имеет вид

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_F}{f(t)} (T_e - T_F), \quad (4.10)$$

где  $T_F$  — начальная температура окружающего грунта и  $\lambda_F$  — его коэффициент теплопроводности.

Вид функции  $f(t)$  можно получить из решения задачи о радиальной теплопроводности бесконечно длинного цилиндра [4]. Если время  $t$ , отсчитываемое от начала циркуляции нагретых жидкостей внутри трубопровода, превышает несколько суток, то  $f(t)$  определяют на основе следующего асимптотического соотношения [4.4] :

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{a_F t}}{r_e} - 0,29 = \frac{\ln t}{2} + \ln \frac{2\sqrt{a_F}}{r_e} - 0,29. \quad (4.11)$$

Здесь  $a_F = \lambda_F / (\rho C_F)$  — коэффициент температуропроводности грунта;  $r_e$  — наружный радиус трубы.

Для нетеплоизолированного трубопровода  $r_e = r'_1$  и  $r_e = r_{ins}$  для теплотрассы, помещенной в теплоизолирующий кожух. В первом случае  $T_e \approx T_v$  в потоке жидкости (теплопроводность стали очень велика). Если же трубопровод теплоизолирован и коэффициент теплопроводности изоляции равен  $\lambda_{ins}$ , то можно записать

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_F}{f(t)} (T_v - T_F) = 2\pi \frac{\lambda_{ins}}{\ln [r_o/r'_1]} (T_v - T_o) \quad \text{при} \quad r_o = r_{ins}$$

Так как  $(T_v - T_F) = (T_v - T_e) + (T_e - T_F)$ , то

$$\varphi = \frac{2\pi (T_v - T_F)}{\frac{\ln [r_o/r'_1]}{\lambda_{ins}} + \frac{f(t)}{\lambda_F}} \quad \text{при} \quad r_o = r_{ins} \quad (4.12)$$

Свойства теплоносителя, протекающего по наземным трубопроводам. При использовании нагретых жидкостей наземные трубопроводы имеют обычно незначительную протяженность, потому что, как правило, теплогенераторы устанавливаются как можно ближе к скважине. Диаметр труб теплотрассы достаточно велик, что дает возможность пренебречь потерями на трение.

Местные гидравлические сопротивления в задвижках, служащих для снижения давления теплоносителя, приводят к дросселированию потока практически без снижения энтальпии. Энтальпия потока в наземном трубопроводе уменьшается только за счет тепловых потерь.

Если к скважине подается нагретая вода или перегретый водяной пар, потери теплоты приводят к понижению температуры теплоносителя, если же подается влажный водяной пар, тепловые потери обуславливают изменение состояния теплоносителя — меняется степень его сухости  $X^P$ , а температура остается постоянной при условии неизменности давления.

Когда по трубопроводу протекает нагретая вода с удельной теплоемкостью  $c_e$  и массовым расходом  $m$ , для участка трубы длиной  $l$  в единицу времени выполняется равенство

$$\int_0^l \varphi dl = \dot{m} c_e (T_v^a - T_v^r) \quad ,$$

где  $T_v^G$  и  $T_v^P$  — температура воды соответственно на выходе из нагревателя и на устье скважины.

Следовательно,

$$T_v^r = T_v^a - \frac{1}{\dot{m} c_e} \int_0^l \varphi dl \quad (4.13)$$

При нагревании пара учет фазового превращения при определении теплового баланса системы позволяет оценить его сухость  $X^P$  в пароводяной смеси, подаваемой в скважину:

$$\mathcal{H}_v^r + X^r L^r = \mathcal{H}_v^a - \frac{1}{\dot{m}} \int_0^l \varphi dl \quad ,$$

где  $\mathcal{H}^G$  — энтальпия воды;  $\mathcal{H}_v^P$  и  $L^P$  — соответственно энтальпия и скрытая теплота парообразования воды при давлении на входе в скважину

Энтальпия воды зависит от термодинамических условий и сухости пара в получаемой пароводяной смеси (см. раздел. 3.1).

Отсюда

$$X^P = \frac{\mathcal{H}^0 - \mathcal{H}_i^P - \int_0^i \varphi \, d\dot{m}}{\mathcal{L}^P}.$$

Эта формула верна и для нагнетания перегретого пара, если  $X^P < 1$ .

#### 4.1.2. Тепловые потери в нагнетательных скважинах

В общих чертах можно записать выражение для энергетического баланса, используя методы расчетов, разработанные Рамеем [4.4] и Саттером [4.5], лишь введя некоторые детали, относящиеся непосредственно к принятым гипотезам.

В гл. 1 было показано, как исходя из энергетического баланса системы и при использовании уравнения движения можно получить соотношение (1.20):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (\rho) &= -\operatorname{div} (\rho \vec{u}) - \operatorname{div} (-\bar{\lambda} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} T), \\ -\operatorname{div} (p\vec{u}) + \vec{u} \cdot \overrightarrow{\operatorname{grad}} p + \Phi_{\mu} &. \end{aligned}$$

Напомним, что  $H$  — внутренняя энергия единицы массы;  $\vec{u}$  — скорость жидкости;  $p$  — давление и  $\Phi_{\mu}$  — функция диссипации.

При интересующих нас режимах течения давление на прямолинейном участке трубопровода практически неизменно. На бесконечно малом отрезке магистрали, заключенном между двумя ее сечениями, будем рассматривать средние значения членов этого уравнения. Такой подход позволит считать процесс протекания теплоносителя одномерным, направленным вдоль оси  $z$ . Направление оси  $z$  совпадает с направлением скорости течения  $u$  (при нагнетании теплоносителя в пласт<sup>1</sup>).

Диссипация  $\Phi_{\mu}$ , учитывающая потерю кинетической энергии при трении о стенки трубопровода, пренебрежимо мала относительно остальных членов уравнения. Член, описывающий теплопроводность, можно разложить на две составляющие, описывающие поперечную — через стенки труб и продольную теплопроводность. В нашем случае продольная теплопроводность мала по сравнению с конвективным переносом внутренней энергии или энтальпии в потоке, и ею можно пренебречь. Член, относящийся к поперечной теплопроводности, соответствует осевой плотности

<sup>1</sup> Общие уравнения остаются верными и для откачки нагретой жидкости из скважины, если считать, что ось  $z$  направлена вверх.

тепловых потерь  $\varphi$ , отнесенной к площади поперечного сечения потока теплоносителя  $S_j$ .

Тогда

$$\frac{\varphi}{S_j} = - \frac{\partial}{\partial t} (\rho Z) - \frac{\partial(\rho Z u)}{\partial z} - \rho \frac{\partial u}{\partial z}, \quad (4.14)$$

или, используя уравнение (1.22) и вводя удельную энтальпию  $\mathcal{H}$ :

$$\frac{\varphi}{S_j} = - \rho \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial t} - \rho u \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial z} + \frac{\partial p}{\partial t} + u \frac{\partial p}{\partial z}. \quad (4.15)$$

В рассматриваемых здесь задачах можно пренебречь членом  $\partial p / \partial t$  по сравнению с  $u(\partial p / \partial z)$ .

При интегрировании этих уравнений допускают, что в скважине реализуется квазиустановившийся режим, т. е.

$$\left| \frac{\partial}{\partial t} (\rho u) \right| \ll \left| \frac{\partial(\rho u)}{\partial z} \right| \quad (4.16)$$

или

$$\left| \rho \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial t} \right| \ll \left| (\rho u) \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial z} \right|. \quad (4.17)$$

При этих допущениях решения уравнений хорошо согласуются с опытом, если длительность периода нагнетания превышает несколько суток.

Осевое распределение плотности тепловых потерь\*. При рассмотрении неустановившегося режима теплоотдачи в слое грунта, сквозь которые пробурена скважина, обычно считают, что теплообмен внутри скважины описывается при помощи коэффициента теплоотдачи.

Пусть  $r_3 = r_e$  — наружный радиус скважины. Тогда при подаче жидкости в скважину для любой глубины можно записать

$$\varphi = 2\pi r_1 h (T_1 - T_2), \quad (4.18)$$

где  $h$  — коэффициент теплоотдачи, отнесенный к внешнему периметру обсадной колонны (радиус  $r_1'$ ) и к разности между локальной температурой  $T_1$  нагретой жидкости и температурой  $T_e = T_3$  на стенке скважины радиуса  $r_e = r_3$  (рис. 4.2).

\*Задача о распределении температур и тепловых потерь при различных случаях движения нагретой среды в трубопроводе в общем виде рассмотрена в работе Э.Э. Шильрайна и К.А. Якимовича „Теплообмен между тремя потоками в трубах переменного сечения“, ИФЖ, т. XLV, № 2, 1983, с. 302–305. (Прим. ред.).

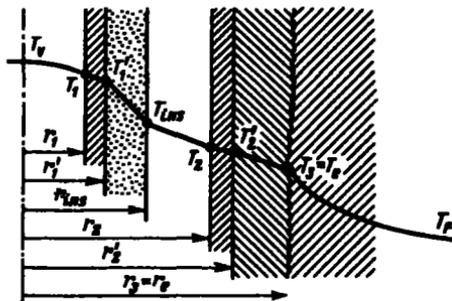


Рис. 4.2. Радиальный профиль температур в скважине (теплоноситель проходит по теплоизолированной трубе)

При независимости тепловых потоков от радиуса теплообмен между теплоносителем и внутренней поверхностью трубы

$$\varphi = 2\pi r'_1 h (T_g - T_g),$$

$$\varphi = 2\pi r_1 h_1 (T_g - T_1),$$

теплоперенос через стенку трубы (коэффициент теплопроводности  $\lambda_1$ )

$$\left( \varphi = 2\pi \frac{\lambda_1}{\ln [r'_1/r_1]} (T_1 - T'_1) \right);$$

теплоперенос через изоляционный материал

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_{ins}}{\ln [r_{ins}/r'_1]} (T'_1 - T_{ins});$$

теплоперенос за счет конвекции и излучения в кольцевом зазоре

$$\varphi = 2\pi r_{ins} (h_C + h_B) (T_{ins} - T_2);$$

теплоперенос через обсадную трубу (коэффициент теплопроводности  $\lambda_2$ )

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_2}{\ln [r'_2/r_2]} (T_2 - T'_2);$$

теплоперенос через цемент (коэффициент теплопроводности  $\lambda_{cem}$ )

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_{cem}}{\ln [r_e/r'_2]} (T'_2 - T_e).$$

Поскольку

$$(2) T_g - T_e = (T_g - T_1) + (T_1 - T'_1) + (T'_1 - T_{ins}) + (T_{ins} - T_2) + (T_2 - T'_2) + (T'_2 - T_e),$$

то

$$\frac{x}{r'_1 h} = \frac{x}{r_1 h_1} + \frac{\ln [r'_1/r_1]}{\lambda_1} + \frac{\ln [r_{ins}/r'_1]}{\lambda_{ins}} + \frac{x}{r_{ins} (h_C + h_B)} + \frac{\ln [r'_2/r_2]}{\lambda_2} + \frac{\ln [r_e/r'_2]}{\lambda_{cem}}.$$

В рассматриваемом случае  $r_e = r_3$  и  $T_e = T_3$  (данные на стенке скважины).

С другой стороны, уравнение (4.10) верно для областей, лежащих за пределами скважины:

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_r}{f(t)} (T_e - T_r)$$

Если время нагнетания превышает несколько суток<sup>1</sup>, функция  $f(t)$ , определенная выражением (4.11), должна быть найдена при  $r_e = r_2$ ; коэффициент теплопроводности  $\lambda_F$  и коэффициент температуропроводности  $a_F$  грунта постоянны;  $T_F$  — температура грунта на глубине  $z$ .

Так как  $(T_v - T_e) + (T_e - T_F) = T_v - T_F$ ,

то

$$\varphi = 2\pi \frac{T_e - T_r}{\frac{r}{r'_1 h} + \frac{f(t)}{\lambda_r}} = A (T_e - T_r),$$

или

$$\frac{\varphi}{2\pi} \left[ \frac{r}{r'_1 h} + \frac{f(t)}{\lambda_r} \right] = T_e - T_r, \quad (4.19)$$

где

$$A = \frac{2\pi}{\frac{r}{r'_1 h} + \frac{f(t)}{\lambda_r}}.$$

Температура  $T_F$  может быть записана в следующей форме:

$$T_r = T_0 + \beta z$$

Здесь  $T_0$  — температура на поверхности земли;  $\beta$  — геотермальный градиент, причем часто полагают  $\beta = \text{const}$ .

Если нагретая жидкость подается по теплоизолированной трубе, суммарный коэффициент теплоотдачи  $h$  может быть рассчитан с помощью соотношений, приведенных на рис. 4.2. Считая, что тепловое сопротивление между потоком жидкости и внутренней поверхностью трубы, а также тепловые сопротивления внутренней и обсадной труб малы, получаем:

$$\frac{r}{r'_1 h} = \frac{\ln [r_{ins}/r'_1]}{\lambda_{ins}} + \frac{r}{r_{ins} (h_c + h_n)} + \frac{\ln [r_e/r'_a]}{\lambda_{cim}}. \quad (4.20)$$

Здесь  $r_{ins}$  — внешний радиус изоляции;  $\lambda_{ins}$  — ее коэффициент теплопроводности;  $r'_1$  и  $r'_2$  — радиусы внешних поверхностей соответственно

<sup>1</sup>Это соотношение описывает процесс, близкий к реальному, если длительность нагнетания превосходит 1 сут [4.9].

НКТ и обсадной колонны;  $r_e = r_3$  — радиус скважины;  $\lambda_{cim}$  — коэффициент теплопроводности цемента;  $h_C$  и  $h_R$  — коэффициенты теплоотдачи при конвективном теплообмене и излучении в кольцевом промежутке между НКТ и обсадной колонной.

Если термическое сопротивление при процессах теплообмена за счет конвекции и излучения в промежутке между изоляционным материалом и кожухом мало (высокие значения  $h_C$  и  $h_R$ ), соотношение (4.20) приводится к более простому виду, и выражение для осевого распределения плотности тепловых потерь в скважине записывается следующим образом:

при  $r_e = r_3$

$$\varphi \approx 2\pi \frac{T_c - T_p}{\frac{\ln [r_{in}/r'_1]}{\lambda_{in}} + \frac{\ln [r_e/r'_2]}{\lambda_{cim}} + \frac{f(t)}{\lambda_p}} . \quad (4.21)$$

Если нагретая жидкость подается по нетеплоизолированной трубе, коэффициент теплоотдачи может быть получен из выражения

при  $r_e = r_3$

$$\frac{1}{r'_1 h} = \frac{1}{r'_1 (h_C + h_R)} + \frac{\ln [r_e/r'_2]}{\lambda_{cim}} . \quad (4.22)$$

Если  $\lambda_c$  — коэффициент суммарной теплопроводности среды, заполняющей кольцевой промежуток, в котором осуществляется конвективный теплообмен, то

$$r'_1 h_c = \frac{\lambda_c}{\ln [r_2/r'_1]} . \quad (4.23)$$

Коэффициент суммарной теплопроводности  $\lambda_c$  связан с истинным коэффициентом теплопроводности  $\lambda$  жидкости, заполняющей кольцевой промежуток при определенном давлении и температуре  $(T_p + T_2)/2$  следующим соотношением:

$$\frac{\lambda_c}{\lambda} = 0,049 [\text{GrPr}]^{1/3} \text{Pr}^{0,074} . \quad (4.24)$$

(если  $5 \cdot 10^4 < \text{GrPr} < 7,2 \cdot 10^8$  [4.1]).

В данном случае

$$\text{Gr} = \frac{g \alpha \rho^2}{\mu^2} (r_2 - r'_1)^3 (T_p - T_2) ,$$

где  $T_p$  и  $T_2$  — температуры соответственно НКТ и обсадной трубы; пара-

метры  $\alpha$ ,  $\rho$ ,  $\mu$ ,  $Pr$  — соответственно коэффициент термического расширения, плотность, вязкость и число Прандтля жидкости, заполняющей кольцевой промежуток при средней температуре  $\bar{T} = (T_1 + T_2)/2$  и данном давлении.

Следовательно, соотношение (4.23) записывается в виде:

$$r'_1 h_c = 0,049 \lambda (Pr)^{0,407} \left( \frac{g \alpha \rho^2}{\mu^2} \right)^{1/3} \frac{r_2 - r_1}{\ln [r_2/r_1]} (T_1 - T_2)^{1/3}, \quad (4.25)$$

где

$$f(\bar{T}, p) = 0,049 \lambda (Pr)^{0,407} \left( \frac{g \alpha \rho^2}{\mu^2} \right)^{1/3}. \quad (4.26)$$

Функция  $f(\bar{T}, p)$  зависит от свойств жидкости, заполняющей кольцевой промежуток, ее температуры  $T$  и давления  $p$ . Если промежуток заполнен воздухом (или азотом) при атмосферном давлении  $p_0$ , значения параметров, необходимых для расчета функции  $f(T, p_0)$ , можно найти в табл. 4.1. Если азот, заполняющий кольцевой зазор, находится под давлением  $p \neq p_0$ , то в первом приближении можно считать, что параметры  $\lambda$ ,  $Pr$ ,  $\alpha$  и  $\mu$  не зависят от давления, а плотность  $\rho$  прямо пропорциональна ему.

В этом случае

$$f(\bar{T}, p) \approx [0,846 - 1,55 \cdot 10^{-3} \bar{T} + 1,1 \cdot 10^{-6} \bar{T}^2] \left( \frac{p}{p_0} \right)^{2/3} \\ \text{или} \quad (\text{ккал} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1} \cdot \text{К}^{-4/3})$$

$$f(\bar{T}, p) \approx [0,982 - 1,80 \cdot 10^{-3} \bar{T} + 1,28 \cdot 10^{-6} \bar{T}^2] \left( \frac{p}{p_0} \right)^{2/3} \\ (\text{Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-4/3}),$$

где  $p_0 = 1 \text{ атм} = 1,013 \text{ бар}$ ;  $300 \text{ К} < \bar{T} < 600 \text{ К}$ .

Если в трубе происходит циркуляция влажного пара при естественной конвекции в зазоре между НКТ и обсадной колонной, то тепловые потери зависят от конденсации пара.

Можно приближенно оценить эффект теплопереноса в зазоре, используя выражения (4.22) и (4.25). При этом следует учесть в коэффициенте теплоотдачи  $h_c$  функцию  $f(T_v, p)$ , описывающую свойства водяного пара при температуре насыщения  $T_v$  теплоносителя, циркулирующего в насосно-компрессорной трубе (табл. 4.3).

Коэффициент  $r'_1 h_R$ , соответствующий излучению в кольцевом промежутке, записывается как функция абсолютных температур  $T_v$  и  $T_2$ :

$$r'_1 h_R = F_1 \sigma r'_1 (T_v^2 + T_2^2) (T_v + T_2). \quad (4.27)$$

Таблица 4.3

Свойства насыщенного водяного пара [15]

Температура $\theta$ , °С	Давление $p$ , бар	Плотность $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	Удельная теплотворная способность $\epsilon_{pv}$ , ккал/кг·°С	Теплопроводность $\lambda_v$ , ккал/м·ч·°С	Динамическая вязкость $\mu_v$ , 10 <sup>-3</sup> Па·с	Число Прандтля $Pr$ , $Pr = \frac{\mu_v \epsilon_{pv}}{\lambda_v}$
100	1,013	0,598	0,484	0,0213	1,20	0,984
120	1,985	1,122	0,506	0,0228	1,28	1,02
140	3,614	1,967	0,535	0,0245	1,35	1,06
160	6,180	3,260	0,573	0,0265	1,42	1,11
180	10,027	5,160	0,620	0,0289	1,50	1,15
200	15,550	7,864	0,679	0,0316	1,56	1,21
220	23,20	11,62	0,752	0,0350	1,63	1,26
240	33,48	16,76	0,845	0,0391	1,71	1,33
260	46,94	23,73	0,967	0,0444	1,78	1,40
280	64,20	33,19	1,139	0,0516	1,87	1,49
300	85,92	46,19	1,400	0,0621	1,98	1,61
320	112,89	64,60	1,844	0,0744	2,17	1,94
340	146,05	92,76	2,916	0,0920	2,47	2,82

Множитель  $F_t$  определяется выражением

$$\frac{1}{F_t} = \frac{1}{\epsilon'_1} + \frac{r'_1}{r_2} \left( \frac{1}{\epsilon_2} - 1 \right), \quad (4.28)$$

где  $\epsilon'_1$  и  $\epsilon_2$  — излучательные способности соответственно внешней поверхности стенки насосно-компрессорной трубы и внутренней поверхности обсадных труб.

При нетеплоизолированной трубе температуру  $T_2$  обсадной колонны можно найти из следующего соотношения (рис. 4.3).

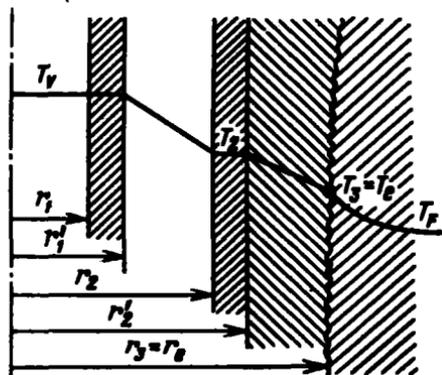


Рис. 4.3. Радиальный профиль температур в скважине (теплоноситель нагнетается через теплоизолированные трубы)

при  $r_e = r_3$

$$T_2 = T_0 - \left[ \frac{\dot{I}}{r_1' h} - \frac{\ln (r_0/r_2')}{\lambda_{ctm}} \right] \frac{T_0 - T_F}{\frac{\dot{I}}{r_1' h} + \frac{f(t)}{\lambda_F}} \quad (4.29)$$

Для квазистационавшегося режима в скважине и при неустановившемся режиме нагрева грунта справедливы

$$\varphi = 2\pi r_1' h (T_0 - T_2);$$

$$\varphi = 2\pi r_1' (h_C + h_R) (T_0 - T_2);$$

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_{ctm}}{\ln [r_0/r_2']} (T_2 - T_0)^2;$$

$$\varphi = 2\pi \frac{\lambda_F}{f(t)} (T_0 - T_F);$$

$$\varphi = \frac{2\pi}{\frac{\dot{I}}{r_1' h} + \frac{f(t)}{\lambda_F}} (T_0 - T_F);$$

$$\frac{\dot{I}}{r_1' h} = \frac{\dot{I}}{r_1' (h_C + h_R)} + \frac{\ln [r_0/r_2']}{\lambda_{ctm}}.$$

С учетом этих уравнений, а также (4.19) и (4.22) получаем

$$T_0 - T_2 = \frac{h}{h_C + h_R} \frac{\dot{I}}{\dot{I} + \frac{r_1' h f(t)}{\lambda_F}} (T_0 - T_F)$$

для  $r_e = r_3$

$$T_0 - T_2 = \left\{ \frac{\dot{I}}{r_1' h} - \frac{\ln [r_0/r_2']}{\lambda_{ctm}} \right\} \frac{T_0 - T_F}{\frac{\dot{I}}{r_1' h} + \frac{f(t)}{\lambda_F}}.$$

Так как величины  $h_C$  и  $h_R$  зависят от температуры  $T_2$ , которая, в свою очередь является функцией  $h$ , следовательно, значение  $h$  может быть найдено лишь методом последовательных приближений на основе уравнений (4.20), (4.29) (рис. 4.4).

При этом диаметр скважины:  $2r_3 = 9,625''$ ;

обсадная колонна — внешний диаметр  $2r_2'' = 7''$ , внутренний диаметр  $2r_2 = 6,276''$ ;

труба — внешний диаметр  $2r_1' = 2,875''$ , внутренний диаметр  $2r_1 = 2,441''$ ;

$$\lambda_{ctm} = 0,759 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1} \cdot \text{К}^{-1};$$

$\lambda_{ins} = 0,0371 + 9,83 \cdot 10^{-5} \theta$  ккал  $\cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$  ( $\theta$  — текущая температура, °С);

$$\epsilon_1' = \epsilon_2 = 0,9 \text{ для нетеплоизолированной трубы};$$

$$\epsilon_1' = 0,4 \text{ для трубы, покрытой алюминиевой краской};$$

$$a_F = 37,16 \text{ см}^2/\text{ч};$$

$$\lambda_F = 2,083 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1} \cdot \text{К}^{-1};$$

$$\theta_F = 26,7^\circ \text{С}.$$

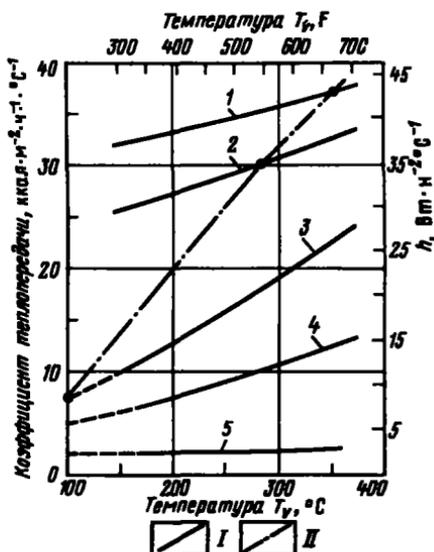


Рис. 4.4. Зависимость коэффициента теплопередачи  $h$  от характеристик скважины:

I — данные из [4.1] (нагнетание в трубу; кольцевой зазор заполнен азотом или воздухом под давлением  $p$ ); II — интерполяция (нагнетание в трубу; кольцевой зазор заполнен азотом или воздухом под давлением, равным давлению насыщения воды при температуре трубы); 1 — нетеплоизолированная НКТ,  $p = 173$  бар; 2 — нетеплоизолированная НКТ,  $p = 70$  бар; 3 — нетеплоизолированная НКТ,  $p = 1$  атм; 4 — НКТ, покрытая алюминиевой краской,  $p = 1$  атм; 5 — НКТ, покрытая промышленным теплоизолирующим материалом, толщиной 1",  $p = 1$  атм

Диаметры скважины  $2r_3$  ..... 9,625"  
 Диаметр обсадной колонны:  
 внешний  $2r_2$  ..... 7"  
 внутренний  $2r_2$  ..... 6,276"  
 Диаметр трубы:  
 внешний  $2r_1$  ..... 2,875"  
 внутренний  $2r_1$  ..... 2,441"

Примеры расчетов температуры НКТ и линейной плотности тепловых потерь даны в приложении А.4.1.

Для оценки эффективности различных типов изоляции проводились приближенные расчеты интенсивности теплообмена между насосно-компрессорной трубой и обсадной колонной [4.6].

Если же нагретая жидкость нагнетается непосредственно в обсадную колонну, то отпадает всякая необходимость в использовании итерационных методов, поскольку в данном случае отсутствуют процессы теплопереноса, конвекции и излучения. При этом температура  $T_2 = T_v$ , и плотность потерь находится непосредственно из уравнения

$$\varphi = 2\pi \frac{T_v - T_p}{\ln \frac{r_e}{r_2} + \frac{f(t)}{\lambda_p}} \quad r_e = r_3. \quad (4.30)$$

Из приведенных выше рассуждений становится ясным влияние выбранного оборудования и его геометрических размеров на тепловые потери в скважине (рис. 4.5, 4.6), которые возрастают при увеличении диаметров НКТ и изоляции [4.7, 4.9].

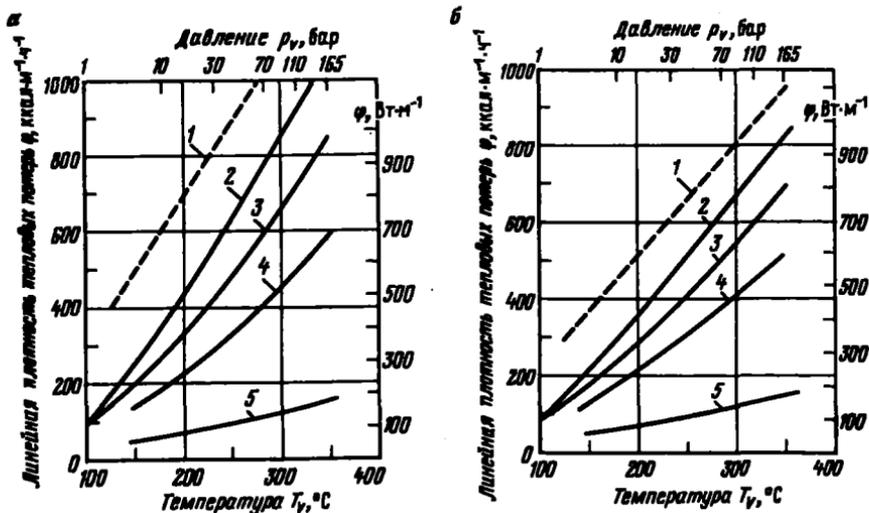


Рис. 4.5. Удельные тепловые потери при нагнетании в скважину нагретой жидкости:

*a* — длительность нагнетания — 10 сут; *б* — длительность нагнетания — 100 сут; 1 — нагнетание в обсадную колонну; 2 — теплоизолированная НКТ ( $p = p_v$ ); 3 — теплоизолированная НКТ ( $p_0 = 1 \text{ атм}$ ); 4 — НКТ, покрытая алюминиевой краской ( $p = 1 \text{ атм}$ ); 5 — НКТ, покрытая промышленным теплоизолирующим материалом, толщиной 1" ( $p = 1 \text{ атм}$ ); I — нагнетание в трубу; кольцевой зазор заполнен азотом или воздухом под давлением; II — нагнетание через обсадную колонну

Использование теплоизолированных труб позволяет существенно снизить тепловые потери, однако изготовление подобного оборудования довольно сложно и такие трубы оказываются весьма дорогими. Можно снизить потери за счет излучения, покрыв трубы слоем алюминия, что уменьшает излучательную способность  $\epsilon'_1$ , а это существенно влияет на коэффициент  $F_1$ . С другой стороны, желательно избежать появления в кольцевом зазоре водяного конденсата, что достигается закачкой в зазор какого-либо инертного газа под давлением. Наиболее распространено использование пакера для отделения кольцевого зазора, что дает возможность изолировать промежуток от атмосферного воздуха и позволяет снизить тепловые потери за счет конвекции и теплопроводности. Нагнетание теплоносителя непосредственно через обсадную колонну приводит к заметному увеличению тепловых потерь (см. рис. 4.5).

Отметим, что температура обсадных труб  $T_2$  — промежуточный параметр в расчете плотности линейных потерь, определяемый уравнением (4.29), — позволяет дать оценку ограничивающих механических факторов, появляющихся при нагнетании теплоносителя по насосно-компрессорной трубе (см. раздел. 4.3.3). Возможные температуры теплоизолирующего покрытия показаны на рис. 4.6 и 4.7.

Изменения, претерпеваемые теплоносителем при прохождении по трубе от поверхности земли до забоя скважины, должны рассчитываться

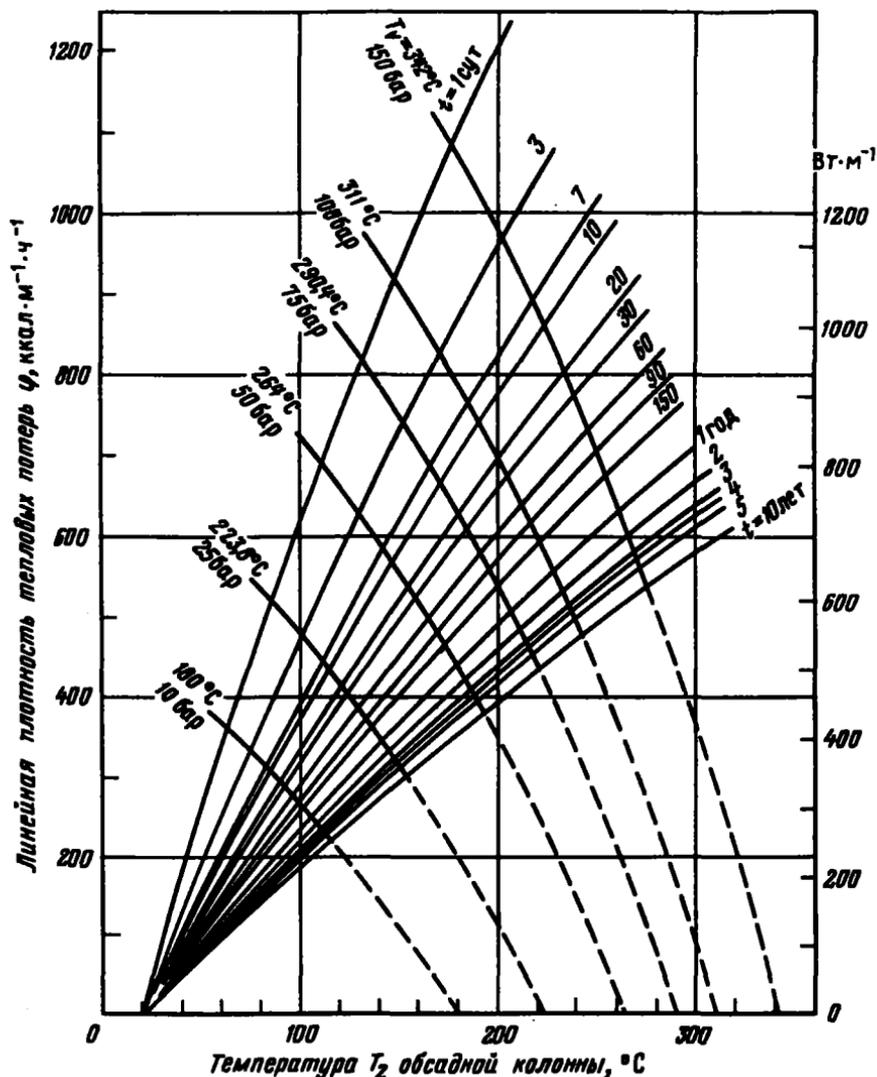
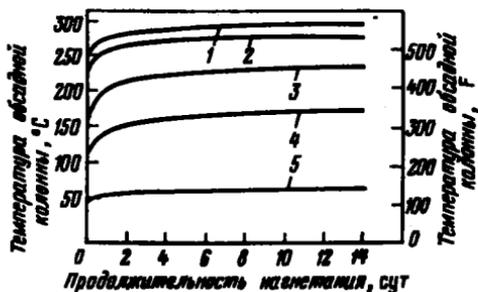


Рис. 4.6. Линейная плотность тепловых потерь и температура обсадной колонны при нагнетании в скважину нагретой жидкости (нагнетание в НКТ; кольцевой зазор изолирован пакером. НКТ диаметром  $2\frac{7}{8}$ " ; обсадная колонна - 7". Излучательные способности  $\epsilon_1 = \epsilon_2 = 0,9$ , если кольцевой промежуток заполнен воздухом при атмосферном давлении. Предполагается, что теплопроводность цемента равна теплопроводности грунта:  $\lambda_{\text{цем}} = \lambda_{\text{г}} = 2,1 \text{ kcal}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{ч}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$  (такое допущение приводит к небольшому превышению расчетных величин тепловых потерь относительно реальных значений). Коэффициент температуропроводности  $a_{\text{г}} = 3,7\cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{ч}$  и  $T = 20 + 0,15 p_{\text{в}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ . Параметр  $p_{\text{в}}$  (бар) есть давление насыщения воды при температуре  $T_{\text{в}}$ . Расчеты проводились методами, описанными в данной главе)

Рис. 4.7. Температура обсадной колонны при нагнетании НКТ теплоносителя. Температура теплоносителя равна 343 °С [4.1];  $p$  — давление в кольцевом зазоре (параметры, используемые при расчетах, взяты из рис. 4.4.):

1 — не теплоизолированная НКТ ( $p = 173$  бар); 2 — не теплоизолированная НКТ ( $p = 70$  бар); 3 — не теплоизолированная НКТ ( $p = 1$  атм); 4 — НКТ, покрытая алюминиевой краской ( $p = 1$  атм); 5 — НКТ, покрытая промышленным теплоизоляционным материалом толщиной 1" ( $p = 1$  атм)



промышленным теплоизоляционным материалом

в каждом случае отдельно в зависимости от физического состояния теплоносителя.

Нагнетание нагретой воды с постоянным массовым расходом. Поскольку речь идет лишь о приблизительных оценках тепловых потерь, можно допустить, что нагретая вода является жидкостью, у которой  $\rho = \text{const}$ . Отсюда следует, что скорость  $u$  постоянна, и для квазиустановившегося режима уравнение (4.14) приобретает вид

$$\varphi = -S_t \frac{\partial(\rho u)}{\partial z} = -\dot{m}c_e \frac{\partial T_e}{\partial z},$$

где  $m = \rho u S_t$  — массовый расход нагнетаемой воды, а  $c_e$  — ее теплоемкость. Используя выражения для  $\varphi$  (4.19) и для геотермического градиента  $\beta$ , который считается постоянным, получаем

$$-\frac{\partial T_e}{\partial z} + \frac{AT_e}{\dot{m}c_e} = \frac{A}{\dot{m}c_e} (T_0 + \beta z), \quad \text{где} \quad A = \frac{2\pi}{r_1 h} + \frac{f(t)}{\lambda_r} \quad (4.31)$$

Коэффициент  $A$  зависит от коэффициента теплопереноса  $h$ , т. е. в принципе от глубины  $z$ . Однако из рис. 4.4 видно, что  $h$  мало изменяется в довольно широком интервале температур. При допущении, что  $A/c_e$  не зависит от температуры, можно получить решение уравнения (4.31):

$$T_r = T_0 + \beta z - \frac{\dot{m}c_e \beta}{A} + C e^{-Az/\dot{m}c_e}. \quad (4.32)$$

Если на входе в скважину ( $z = 0, T_r = T_r^0$ ), то зависимость температуры воды  $T_r$  от глубины  $z$  выглядит следующим образом [4.4]:

$$T_r(z) = T_0 + \beta z - \frac{\dot{m}c_e \beta}{A} + \left[ T_r^0 - T_0 + \frac{\dot{m}c_e \beta}{A} \right] e^{-Az/\dot{m}c_e}. \quad (4.33)$$

Тепловые потери в единицу времени по длине скважины от поверхности земли до точки на глубине  $z^*$  связаны с падением температуры воды, рассчитываемым из выражения (4.33):

$$\int_0^{z^*} \varphi dz = \dot{m} c_w [T_v^* - T_w^*(z^*)]. \quad (4.34)$$

При увеличении времени  $t$  решение (4.33) согласуется с неравенством (4.16), характеризующим квазиустановившийся режим<sup>1</sup>.

Изменение свойств влажного пара в процессе конденсации при постоянных температуре и давлении на всей длине скважины. При расчетах необходимо помнить об изменении давления в скважине, так как от него зависят значения температуры и энтальпии при конденсации. Однако для неглубоких скважин можно использовать упрощенный метод, допускающий постоянство давления и температуры  $T_v$  влажного пара.

Следовательно, считая, что условие (4.17) выполняется, перепишем уравнение (4.15) следующим образом:

$$\varphi \approx -\rho w S_t \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial z} = -\dot{m} \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial z} = -\dot{m} L^P \frac{\partial X}{\partial z}. \quad (4.35)$$

Здесь  $L^P$  — скрытая теплота парообразования при давлении в скважине;  $X$  — сухость пара;  $\dot{m}$  — массовый расход, который считается постоянным.

<sup>1</sup> В рассматриваемом здесь случае неравенство (4.16) записывается:

$$\left| \frac{\partial T_v}{\partial t} \right| \ll \left| \frac{\partial T_v}{\partial z} \right|.$$

Дифференцируя (4.33), получаем:

$$\frac{\partial T_v}{\partial t} = \frac{\beta}{\Lambda} \left\{ \frac{\dot{m} c_w}{\Lambda} \left[ 1 - e^{-\Lambda z / \dot{m} c_w} \right] - z \left[ 1 + \frac{\Lambda (T_v^* - T_0)}{\dot{m} c_w \beta} \right] e^{-\Lambda z / \dot{m} c_w} \right\} \frac{dA}{dt}.$$

Так как значение  $\Lambda$  убывает с увеличением продолжительности нагнетания  $t$  (при достаточно длительном периоде нагнетания), в разложении экспоненты в ряд достаточно учитывать лишь первые члены

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_v}{\partial t} &= \frac{\beta}{\Lambda} \left\{ \frac{\dot{m} c_w}{\Lambda} \left[ 1 - 1 + \frac{\Lambda z}{\dot{m} c_w} - \frac{\Lambda^2 z^2}{2(\dot{m} c_w)^2} + \dots \right] - z \left[ 1 + \frac{\Lambda (T_v^* - T_0)}{\dot{m} c_w \beta} \right] \right. \\ &\left. \left[ 1 - \frac{\Lambda z}{\dot{m} c_w} + \dots \right] \right\} \frac{dA}{dt} \approx \frac{\beta}{\Lambda} \left\{ z - \frac{\Lambda z^2}{2 \dot{m} c_w} - z - \frac{\Lambda z (T_v^* - T_0)}{\dot{m} c_w \beta} + \frac{\Lambda z^2}{\dot{m} c_w} \right\} \frac{dA}{dt} \\ &\approx -\frac{z}{\dot{m} c_w} \left[ T_v^* - T_0 - \frac{\beta z}{z} \right] \frac{dA}{dt} \end{aligned}$$

Тогда, учитывая выражение (4.19) и определение  $T_F$ , имеем

$$\frac{\partial X}{\partial z} = - \frac{A}{\dot{m} \mathcal{L}^{0r}} [T_r - T_0 - \beta z] = \frac{\varphi}{\dot{m} \mathcal{L}^{0r}} .$$

В рассматриваемом здесь приближении постоянства температур  $T_1$  (равной температуре  $T_v^P$  на входе в скважину) температура обсадной колонны (теплоизоляции)  $T_2$  также постоянна, если допустить, что температура  $T_F$  грунта вокруг скважины, входящая в уравнение (4.29), может быть заменена средней  $\bar{T}_F = T_0 + \beta z^*/2$ .

В этом случае величины  $h$  и  $A$  постоянны. Интегрирование от 0 до  $z^*$  дает уменьшение доли пара в скважине:

$$\begin{aligned} X^r - X^* (z^*) &= \frac{A}{\dot{m} \mathcal{L}^{0r}} \left[ (T_r - T_0) z^* - \beta \frac{z^{*2}}{2} \right] \\ &= \frac{A}{\dot{m} \mathcal{L}^{0r}} (T_r - \bar{T}_r) z^* = \frac{1}{\dot{m} \mathcal{L}^{0r}} \int_0^{z^*} \varphi dz . \end{aligned} \quad (4.36)$$

Здесь  $X^*$  — сухость пара на глубине  $z^*$ .

Используя асимптотическую запись для  $f(t)$ , можно представить  $dA/dt$  следующим образом:

$$\frac{dA}{dt} = 2\pi \frac{df/dt}{\lambda_F \left[ \frac{1}{r_1^2 h} + \frac{f(t)}{\lambda_F} \right]^2} = - \frac{A^2}{2\pi \lambda_F} \frac{df}{dt} = - \frac{1}{4\pi \lambda_F} \frac{A^2}{t} .$$

С другой стороны, учитывая допущения, сделанные относительно функции  $A$ , имеем

$$\begin{aligned} \frac{\partial T_g}{\partial z} &= \beta - \left[ \beta + \frac{A(T_v^P - T_0)}{\dot{m} c_s} \right] e^{-Az/\dot{m} c_s} = \beta - \left[ \beta + \frac{A(T_v^P - T_0)}{\dot{m} c_s} \right] , \\ \left[ 1 - \frac{As}{\dot{m} c_s} + \dots \right] &\approx - \frac{A}{\dot{m} c_s} [T_v^P - T_0 - \beta s] . \end{aligned}$$

И окончательно:

$$\left| \frac{\partial T_g}{\partial t} / \left( u \frac{\partial T_g}{\partial z^*} \right) \right| = \frac{\rho S_t s}{4\pi \lambda_F \dot{m}} \frac{T_v^P - T_0 - \beta s/2}{T_v^P - T_0 - \beta s} \frac{A}{t} \approx \frac{\rho S_t s}{4\pi \lambda_F \dot{m}} \frac{A}{t} .$$

Это отношение уменьшается с течением времени тем быстрее, чем выше скорость нагнетания. Если, например,

$$m/(\rho S_f) = u = 1000 \text{ м/ч}, \quad z = 1000 \text{ м},$$

$$\lambda_F/(r_1^2 h) = 1,5,$$

$$2\sqrt{a_F}/r_e = 1 \text{ ч}^{-1/2},$$

то величина этого отношения составляет 1% для  $t \approx 20$  ч. Таким образом, проведена быстрая проверка выполнимости неравенства (4.16) и доказана правильность допущения о наличии квазустановившегося режима.

Выражение (4.36) верно только тогда, когда вычисленное с его помощью значение  $X^*$  неотрицательно, т. е.

$$\begin{aligned} \dot{m} \mathcal{L}^{\text{ср}} X^r &\geq A (T_g^r - T_g) z^* \\ &\geq \int_0^{z^*} \varphi dz . \end{aligned}$$

Если это условие проверить невозможно, расчет следует вести согласно рекомендациям, данным в следующем разделе. Принимают, что решение уравнения (4.36) удовлетворяет поставленному условию, если через достаточно короткий промежуток времени становится выполненным неравенство (4.17)<sup>1</sup>.

Тепловые потери в единицу времени на участке скважины от поверхности земли до глубины  $z^*$  равны

$$\int_0^{z^*} \varphi dz = \bar{\varphi} z^* = A (T_g^r - T_g) z^* = \frac{2\pi (T_g^r - T_g) z^*}{\frac{r}{r_1 h} + \frac{f(t)}{\lambda_r}} \quad (4.37)$$

при 
$$T_g = T_0 + \beta z^*/2.$$

Здесь  $\bar{\varphi}$  — среднее значение тепловых потерь в скважине.

Из (4.37) видно, что в рассматриваемом случае суммарные тепловые потери не зависят от массового расхода влажного пара  $\dot{m}$ , в то время как степень снижения сухости пара обратно пропорциональна  $\dot{m}$ . Пример подобных расчетов приведен в приложении А.4.1 к данной главе.

Поведение влажного пара в процессе конденсации при переменных температуре и давлении в скважине. Если скважина доста-

<sup>1</sup> В рассматриваемом случае неравенство (4.17) записывается в следующем виде:

$$\left| \frac{\rho S_t \frac{\partial X}{\partial t}}{\dot{m} \frac{\partial X}{\partial z}} \right| \ll 1$$

Дифференцируя (4.36) по времени и по  $z$ , получаем:

$$\left| \frac{\rho S_t \frac{\partial X}{\partial t}}{\dot{m} \frac{\partial X}{\partial z}} \right| = \frac{\rho S_t z}{4\pi \lambda_r \dot{m}} \frac{T_g^r - T_0 - \beta z/2}{T_g^r - T_0 - \beta z} \frac{A}{l}.$$

Данное выражение идентично выражению, полученному для случая нагрева воды. Как уже отмечалось, оно быстро стремится к нулю. Это тем более верно, что плотность влажного пара ниже плотности воды, особенно при повышенных значениях  $X$ .

точно глубока или если средняя скорость течения пара достаточно высока, становится невозможно рассматривать температуру конденсации как неизменяемую величину, т. е. нельзя пренебрегать изменением давления. В [4.10] предложен метод, модифицированный в [4.8], позволяющий проводить расчеты итерационными способами при разбиении пространства на отдельные области.

Рассмотрим слой пространства, заключенный между плоскостями  $z_{j-1}$  и  $z_j$ , и допустим, что массовый расход пара  $\dot{m}$  постоянен.

Если считать, что режим в скважине квазиустановившийся, то при приближенном интегрировании уравнения (4.15) получаем соотношение теплового баланса:

$$\dot{m} (X_j \mathcal{L}'_j + \mathcal{H}'_{1,j}) + \varphi_{j-1}^j (z_j - z_{j-1}) = \dot{m} (X_{j-1} \mathcal{L}'_{j-1} + \mathcal{H}_{1,j-1}) + \frac{2 \dot{m} (\rho_j - \rho_{j-1})}{\rho_j + \rho_{j-1}}$$

Здесь

$$X_j = \frac{1}{\mathcal{L}'_j} \left\{ X_{j-1} \mathcal{L}'_{j-1} + \mathcal{H}_{1,j-1} - \mathcal{H}_{1,j} - \frac{\varphi_{j-1}^j}{\dot{m}} (z_j - z_{j-1}) + 2 \frac{\rho_j - \rho_{j-1}}{\rho_j + \rho_{j-1}} \right\}, \quad (4.38)$$

где  $\varphi_{j-1}^j$  — плотность тепловых потерь на участке  $z_j - z_{j-1}$ :

$$\varphi_{j-1}^j = A_{j-1}^j \left\{ \frac{T_{r,j} + T_{r,j-1}}{2} - T_0 - \frac{\beta(z_j + z_{j-1})}{2} \right\}. \quad (4.39)$$

Плотность  $\rho$  пароводяной смеси при сухости пара  $X$  может быть найдена с помощью выражения (3.2):

$$\frac{1}{\rho} = \frac{X}{\rho_v} + \frac{1-X}{\rho_l},$$

где  $\rho_v$  и  $\rho_l$  — плотности пара и воды.

Уравнение сохранения количества движения имеет следующий вид:

$$\rho_j - \rho_{j-1} = \frac{\rho_j + \rho_{j-1}}{2} g(z_j - z_{j-1}) + \frac{1}{2} [(\rho u^2)_{j-1} - (\rho u^2)_j] - \Delta p_f, \quad (4.40)$$

где  $\Delta p_f$  — потери давления за счет трения;  $u$  — средняя скорость течения.

Так как  $\dot{m} = \rho u S_j$ , получаем

$$\rho u^2 = \frac{\dot{m}^2}{\rho S_j^2}.$$

Отсюда

$$p_j - p_{j-1} = \frac{\rho_j + \rho_{j-1}}{2} g(z_j - z_{j-1}) + \frac{\dot{m}^2}{2S_i^2} \left[ \frac{1}{\rho_{j-1}} - \frac{1}{\rho_j} \right] - \Delta p_f, \quad (4.41)$$

Остается определить снижение давления  $\Delta p_f$  вследствие трения. Для этого разработаны различные методики. Приведем здесь простой метод, который тем не менее позволяет получить достаточно хороший результат.

При протекании жидкости по трубе с внутренним радиусом  $r_i$  потери давления на единицу длины составляют

$$\frac{dp_f}{dz} = \frac{f}{2r_i} \frac{\rho u^2}{2} = \frac{f}{4\pi^2} \frac{\dot{m}^2}{\rho r_i^5},$$

где  $f$  — коэффициент трения.

Считая  $f = \text{const}$  и интегрируя это выражение от  $z_{j-1}$  до  $z_j$ , получаем:

$$\Delta p_f = \frac{f}{2\pi^2} \frac{\dot{m}^2}{(\rho_j + \rho_{j-1}) r_i^5} (z_j - z_{j-1}), \quad (4.42)$$

При турбулентном режиме течения  $f$  зависит от шероховатости поверхности трубы и от числа Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{2\rho u r_i}{\mu} = \frac{2\dot{m}}{\pi r_i \mu}. \quad (4.43)$$

Если компоненты пароводяной смеси хорошо перемешаны [4.11] и нет скольжения одного компонента относительно другого, зависимость коэффициента трения для пароводяной смеси от числа Рейнольдса аналогична зависимости коэффициента трения для однокомпонентного теплоносителя от числа Рейнольдса при условии, что коэффициент динамической вязкости определяется как

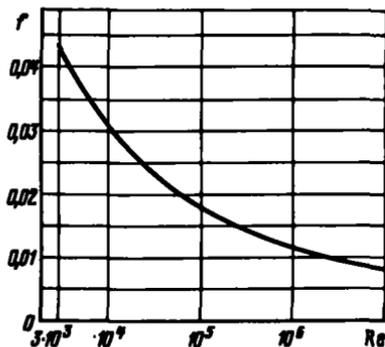
$$\mu = \mu_v^y \mu_l^{1-y}, \quad (4.44)$$

где  $\mu_v$  и  $\mu_l$  — коэффициенты динамической вязкости воды и водяного пара;  $y$  — объемная доля пара в смеси, связанная с массовой долей  $X$  соотношением

$$y = \frac{\rho X}{\rho_0}. \quad (4.45)$$

Считая, что шероховатость не играет роли при течении пароводяной смеси, ограничимся выражением  $f$  через универсальный закон Прандтля для гладких труб

Рис. 4.8. Зависимость коэффициента трения  $f$  от числа Рейнольдса



$$\frac{1}{f} = 2,0 \log (\operatorname{Re} \sqrt{f}) - 0,8 \quad \operatorname{Re} \geq 3000. \quad (4.46)$$

На рис. 4.8 показан график зависимости  $f$  от числа Рейнольдса  $\operatorname{Re}$ .

Для изучения изменения свойств теплоносителя в скважине пользуются методом последовательных приближений. В данный момент времени  $t$  берут граничные условия при  $z = z_{j-1}$ , полагая  $T_{vj} = T_{vj-1}$ ,  $\rho_j = \rho_{j-1}$  и  $p_j = p_{j-1}$ , и рассчитывают  $A$ ,  $\varphi$ ,  $X_j$ ,  $\rho_j$ ,  $\Delta p_f$  и  $p_f$ . Так как в процессе пар находится в состоянии насыщения, получают  $T_{vj}$ ,  $L_j$  и  $\mathcal{J}G_j$ , затем по ним определяют новые значения  $A$ ,  $\varphi$ ,  $X_j$ ,  $\rho_j$  ( $\operatorname{Re} = (\operatorname{Re}_j + \operatorname{Re}_{j-1})/2$ ),  $f$  и  $\Delta p_f$ , затем  $p_f$  и так далее до полной сходимости итерационного процесса.

Тепловые потери в единицу времени на длине скважины от поверхности земли до глубины  $z^* = z_j^*$  составляют

$$\int_0^{z^*} \varphi dz = \sum_{j=1}^{j=j^*} \varphi'_{j-1} (z_j - z_{j-1}). \quad (4.47)$$

Этот метод можно использовать при нагнетании как воды, так и нагретого газа, если пользоваться соответствующими значениями энтальпии и плотности<sup>1</sup>.

Изменение давления вдоль трубы учитывается во многих работах, посвященных нахождению тепловых потерь в скважинах [4.7], [4.8], [4.10]. В результате проведенных исследований был сделан вывод о влиянии давления на входе в скважину и величины расхода теплоноси-

<sup>1</sup>Этот метод верен в случае подачи тепловой воды из пласта на поверхность, если поменять направление оси  $z$  ( $z = 0$  на уровне пласта,  $z = z^* = z_j^*$  на поверхности земли), заменить  $\beta(z_j + z_{j-1})/2$  на  $\beta[z^* - (z_j + z_{j-1})/2]$  в выражении (4.39) и в соотношениях (4.40) изменить знак перед членом, учитывающим вес столба жидкости.

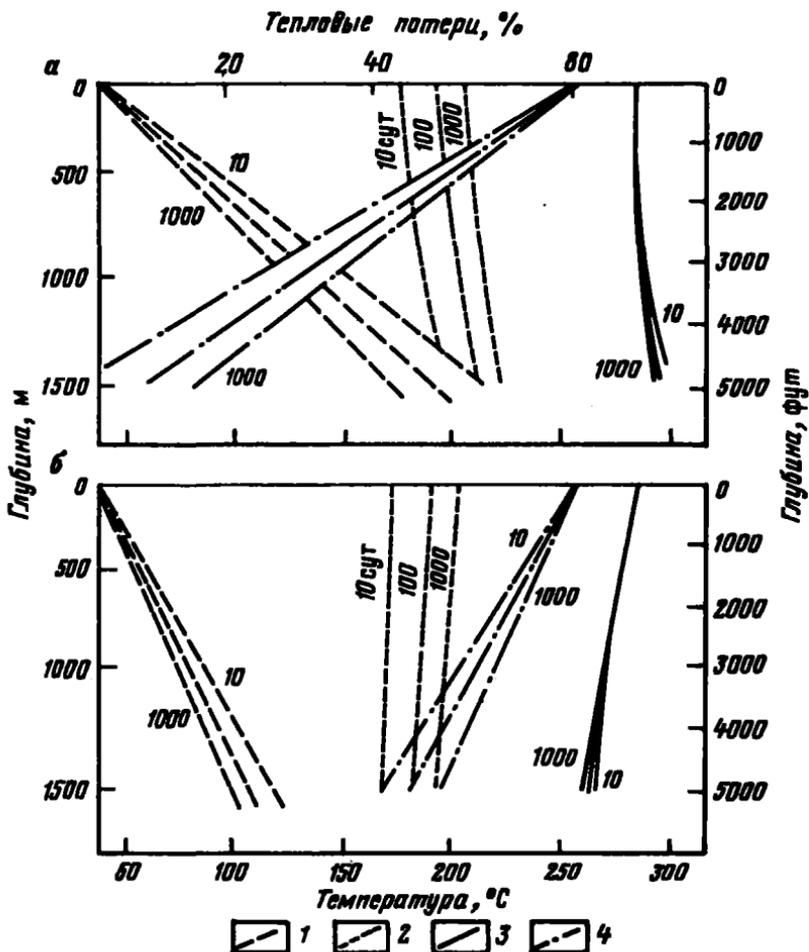


Рис. 4.9. Тепловые потери в скважине при конденсации пара. Результаты расчетов численными методами [4.7], [4.8]. Нагнетание в трубу пароводяной смеси под давлением 70 бар со степенью сухости пара 80%. Диаметры: скважины – 10", обсадной колонны – 7", трубы – 2", коэффициент излучения  $\epsilon'_1 = 0,9$ . Теплоизолированный кольцевой зазор заполнен воздухом при пониженном давлении.

Расход теплоносителя: 2,72 т/ч (а); 5,44 т/ч (б):

1 – тепловые потери %; 2 – температура обсадной колонны; 3 – температура пара; 4 – паросодержание в пароводяной смеси

теля на рост или снижение температуры с глубиной. На рис. 4.9 показаны примеры результатов подобных расчетов.

Полная конденсация влажного водяного пара в скважине. Использование для расчета тепловых потерь метода, описанного в предыдущем разделе, приводит к выводу о возможности полной конденсации

пара на глубине  $z_c(t)$ , определяемой тем, что на длине  $0 - z_c(t)$  тепловые потери равны скрытой теплоте пара  $m L^P X^P$  на входе в скважину. Т. е. при допущениях, аналогичных допущениям, использованным при выводе соотношения (4.37), имеем:

$$\int_0^{z_c} \varphi dz = A \left[ (T_v^P - T_0) z_c - \beta \frac{z_c^2}{2} \right] = \dot{m} L^P X^P, \quad (4.48)$$

Если принять температуру жидкости на глубине  $z_c$  равной  $T_v^P$ , то из (4.32) можно получить выражение для  $T_v$  на глубине  $z$  в зоне, занятой водяным конденсатом:

$$T_v(z) = T_0 + \beta z - \frac{\dot{m} c_e \beta}{A} + \left[ T_v^P - T_0 + \beta \left( \frac{\dot{m} c_e}{A} - z_c \right) \right] e^{-A(z-z_c)/\dot{m} c_e}$$

$z > z_c,$

(4.49)

Тепловые потери в единицу времени в зоне, заполненной горячей водой, между уровнями  $z_c$  и  $z^*$ , определяются следующим образом:

$$\int_{z_c}^{z^*} \varphi dz = \dot{m} c_e \{ T_v^P - T_v^*(z^*) \}. \quad (4.50)$$

В более точных методах, учитывающих изменение давления, уровень  $z_c$  находится методом последовательных приближений. Причем  $z_c$  определяется как глубина, на которой сухость пара  $X = 0$ . В этом случае тепловые потери в единицу времени на всей длине скважины вычисляются, как и ранее, по (4.47).

Нагнетание перегретого водяного пара или нагретого газа с постоянным массовым расходом. Принцип расчета тепловых потерь для данного случая мало отличается от таковых при нагнетании нагретой воды. Надо использовать уравнение (4.15) и допустить, что в уравнении сохранения количества движения, запись которого аналогична (4.40), потери на трение и соответствующее изменение кинетической энергии пренебрежимо малы в сравнении с изменением потенциальной энергии [4.4].

На практике эти допущения неплохо подтверждаются. Отсюда следует, что тепловой баланс квазистационарного режима записывается так:

$$\varphi = \dot{m} \left( g - \frac{\partial \mathcal{K}}{\partial z} \right) \quad (4.51)$$

или, если считать газ идеальным

$$\varphi = \dot{m} \left( g - c_p \frac{\partial T_r}{\partial z} \right), \quad (4.52)$$

где  $c_p$  — удельная теплоемкость при постоянном давлении.

Принимая во внимание уравнение (4.19) и геотермический градиент  $\beta$ , получаем:

$$\frac{\partial T_r}{\partial z} + \frac{A}{\dot{m}c_p} T_r = \frac{A}{\dot{m}c_p} \left( T_0 - \beta z + \frac{\dot{m}g}{A} \right). \quad (4.53)$$

Если  $c_p$ ,  $\beta$  и  $A$  — постоянные, находим решение с помощью уравнения (4.33), заменив в нем  $T_0$  на  $T_0 + \dot{m}g/A$  и  $c_e$  на  $c_p$ :

$$T_r(z) = T_0 + \beta z - \frac{\dot{m}c_p}{A} \left( \beta - \frac{g}{c_p} \right) + \left[ T_r^* - T_0 + \frac{\dot{m}c_p}{A} \left( \beta - \frac{g}{c_p} \right) \right] e^{-Az/\dot{m}c_p}. \quad (4.54)$$

Действительно, если  $\beta = 0,03$  °С/м, то для водяного пара или метана  $g/c_p$  меняется в пределах от 10 до 15 %<sup>1</sup>.

Очевидно, что полученное решение, как и (4.33), хорошо подтверждает правильность неравенства (4.16).

Следовательно, тепловые потери в единицу времени в скважине между поверхностью земли и уровнем  $z^*$  равны

$$\int_0^{z^*} \varphi dz = \dot{m} [gz^* + c_p \{ T_r^* - T_r^*(z^*) \}]. \quad (4.55)$$

В [4.4] приведены температурные профили, рассчитанные и полученные экспериментально. При нагнетании в скважину нагретого природного газа Саттер [4.5] изучал тепловые потери при нагнетании перегретого водяного пара и определял глубину, на которой начинается его конденсация.

#### 4.1.3. Тепловые потери на границах нефтяного пласта

Тепловые потери в окружающую пласт породу приводят к понижению температуры „горячей“ зоны при нагнетании нагретой жидкости, не претерпевающей фазовых переходов (например, нагретой воды),

<sup>1</sup>Необходимо пользоваться единой системой единиц при выражении  $\beta$ ,  $c_p$  и  $g$ , например:  $[\beta] = \text{К/м}$ ,  $[g] = \text{м} \cdot \text{с}^{-2}$  и  $[c_p] = \text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ .

В работах Рамея и Саттера [4.4], [4.5] стоит знак „+“ перед членом  $g/c_p$  в выражении для нагнетания нагретого газа. Скорее всего это следствие ошибки, закрывшейся при интегрировании уравнения (4.53).

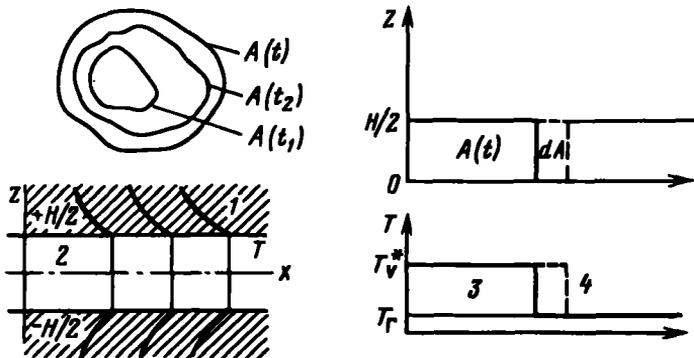


Рис. 4.10. Схематическое представление распространения зоны, занятой паром, в модели Маркса и Лангенхейма:

1 – модель; 2 – теплоноситель; 3 – зона с повышенной температурой; 4 – зона с низкой температурой

или же снижают скорость распространения зоны постоянной температуры, возникающей при нагнетании теплоносителя, в котором происходят фазовые переходы (например, конденсирующегося водяного пара).

Для получения первого представления о масштабах тепловых потерь обычно рассматривают горизонтальный слой постоянной толщины  $H$ . Процессы внутри слоя можно изучать двумя способами: аналитически или решением уравнений численными методами.

Для быстрого определения порядка величины потерь теплоты удобнее пользоваться аналитическими методами. Именно эти методы будут рассмотрены ниже. Все математические выводы будут рассмотрены применительно к одномерному течению жидкостей и однородным твердым телам. Для этого необходимо сделать ряд упрощающих допущений, а именно: допущение постоянства  $\Phi$ ,  $\rho$ ,  $c$ ,  $\lambda$  каждой из рассматриваемых сред. Дальнейшие допущения различны в различных моделях и зависят от вида нагнетаемого теплоносителя (нагретой воды или пара).

Нагнетание насыщенного водяного пара. Даже если принимать во внимание изменение температуры конденсации водяного пара в ходе его продвижения, профили температуры имеют особую точку на фронте конденсации, в которой резко меняется характер температурного профиля. Это было использовано Марксом и Лангенхеймом [4.12], которые предположили, что в проницаемом слое зона повышенной температуры продвигается, как поршень (рис. 4.10). При этом были сделаны следующие допущения:

потеря напора, вызванная протеканием теплоносителя, столь мала, что зона, занятая паром, может считаться изотермической с температурой, которая равна температуре  $T^*$  теплоносителя, нагнетаемого в пласт; теплопроводность в продольном направлении и теплоперенос вследствие конвекции вне зоны, занятой паром, малы. следовательно, темпе-

ратура на границах этой зоны постоянна и равна начальной температуре нефтеносного пласта;

теплопроводность пласта в вертикальном направлении бесконечно велика, так что зона повышенной температуры ограничена цилиндрической поверхностью.

В данной модели учитывается только вертикальная составляющая  $\partial T/\partial z$  температурного градиента в окружающих породах и не рассматривается составляющая, параллельная пласту, а также геотермический градиент в породах.

Вначале следует найти зависимость величины утечек тепла  $\dot{q}(t)$  через окружающую породу от расширения нагретой зоны  $\dot{A}(t)$ .

Пусть в момент времени  $\tau$  граница нагретой зоны достигнет точки  $M$ . Допустим, что начало оси координат  $z$  лежит на плоскости, делящей толщину нефтеносного слоя пополам. Если следовать сделанным допущениям, температурный профиль в нефтеносном слое, рассматриваемый вдоль вертикали, проходящей через точку  $M$ , должен удовлетворять следующим условиям:

$$\left\{ \begin{array}{l} a_F \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{\partial T}{\partial t} \quad |z| > \frac{H}{2} \\ t < \tau \quad T(z, t) = T_r \\ t > \tau \quad T\left(\pm \frac{H}{2}, t\right) = T_r^* \end{array} \right. \quad (4.56)$$

где  $a_F$  — коэффициент температуропроводности окружающего грунта ( $a_F = \lambda_F / (\rho c)_F$ ,  $\lambda_F$  и  $(\rho c)_F$  считаются постоянными величинами).

Решением (4.56) является локальная температура  $T(z, t)$  окружающей породы:

$$\frac{T - T_r}{T_r^* - T_r} = \operatorname{erfc} \left( \frac{1}{2\sqrt{a_F}} \frac{|z| - \frac{H}{2}}{\sqrt{t - \tau}} \right).$$

(4.57)

Функция

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-\alpha^2} d\alpha = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-\alpha^2} d\alpha$$

называется дополнительным интегралом вероятностей.

Тепловые утечки  $dq$  в окружающую породу в единицу времени и увеличение поверхности зоны  $dA$ , занятой паром, за время  $\tau$  можно записать так:

$$d\dot{q}(t, \tau) = -\lambda_F \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z = \pm H/2} d\dot{A} = \frac{(T_r^* - T_r) \lambda_F}{\sqrt{\pi a_F (t - \tau)}} d\dot{A} d\tau. \quad (4.58)$$

В общем случае, когда теплофизические свойства грунта различны и равны  $a_{F1}$  и  $\lambda_{F1}$  с одной стороны пласта, и  $a_{F2}$  и  $\lambda_{F2}$  — с другой, тепловые потери  $\dot{q}$  [ $\dot{A}(t)$ ] через поверхность  $\dot{A}(t)$  равны

$$\dot{q}[\dot{A}(t)] = \int_0^t (d\dot{q}_1 + d\dot{q}_2) d\tau = \frac{T_*^* - T_r}{\sqrt{\pi}} \left( \frac{\lambda_{r1}}{\sqrt{a_{r1}}} + \frac{\lambda_{r2}}{\sqrt{a_{r2}}} \right) \int_0^t \frac{1}{\sqrt{t-\tau}} \frac{d\dot{H}}{d\tau} d\tau. \quad (4.59)$$

Для оценки интеграла необходимо знать закон распространения зоны, занятой паром. Количество теплоты  $Q(t)$ , переносимое поступающим в пласт теплоносителем, определяется разностью энтальпий  $\mathcal{H}^*$  пароводяной смеси, нагнетаемой в пласт, и  $\mathcal{H}_r$  воды при температуре месторождения  $T_r$  (см. раздел 3.1):

$$\dot{Q}(t) = \dot{m} (\mathcal{H}^* - \mathcal{H}_r) = \dot{m} [c_w (T_*^* - T_r) + X^* \mathcal{L}^*], \quad (4.60)$$

где  $\dot{m}$  — массовый расход нагнетаемого теплоносителя;  $c_w$  — удельная теплоемкость воды в температурном интервале от  $T_*^*$  до  $T_r$ ;  $\mathcal{L}^*$  — скрытая теплота парообразования воды, температура которой равна  $T_*^*$ ;  $X^*$  — сухость пара в пароводяной смеси, нагнетаемой в пласт.

Если  $(\rho c)^*$  — количество теплоты в единице объема зоны повышенной температуры (объемная теплоемкость)<sup>1</sup>, то тепловой баланс системы записывается в следующем виде:

$$\dot{Q}(t) = (\rho c)^* (T_*^* - T_r) H \frac{d\dot{H}}{dt} + \dot{q}[\dot{A}(t)].$$

Используя уравнение (4.59), получаем интегрально-дифференциальное уравнение, аналитическое решение которого возможно при  $\dot{Q} = \text{const}$ .

С использованием преобразования Лапласа это решение имеет следующий вид:

$$\mathcal{H}(t) = \frac{\dot{Q}H}{\delta^2(\rho c)^* (T_*^* - T_r)} \left\{ e^{\delta^2 t / H^2} \operatorname{erfc} \left[ \frac{\delta \sqrt{t}}{H} \right] + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\delta \sqrt{t}}{H} - 1 \right\}, \quad (4.62)$$

где

$$\delta = \frac{\sqrt{a_{r1}}}{(\rho c)^* / (\rho c)_{r1}} + \frac{\sqrt{a_{r2}}}{(\rho c)^* / (\rho c)_{r2}}. \quad (4.63)$$

<sup>1</sup>Объемную теплоемкость  $(\rho c)^*$ , которую считают постоянной, можно найти, если учесть средние значения насыщения  $\bar{S}_{ff}$  для теплоносителей, находящихся в нагретой зоне, т.е.

$$(\rho c)^* = (1 - \Phi)(\rho c)_s + \Phi \sum_j (\rho c)_{jz} \bar{S}_{ff}$$

Индекс  $z$  относится к коллектору нефтеносного слоя.

Решение, полученное в виде (4.62), где параметр  $\delta\sqrt{t}/H$  является безразмерной величиной, верно для любой формы поверхности зоны повышенной температуры<sup>1</sup>.

Дифференцируя (4.62), можно показать, что при постоянстве тепловой энергии нагнетаемого теплоносителя скорость увеличения  $\dot{A}(t)$  постоянна и равна

$$\frac{d\mathcal{A}(t)}{dt} = \frac{\dot{Q}}{(\rho c)^* (T_*^* - T_r) H} e^{\delta^2 t / H^2} \operatorname{erfc}\left(\frac{\delta\sqrt{t}}{H}\right). \quad (4.64)$$

Теперь из (4.62) можно найти мгновенные тепловые потери  $\dot{q}[A(t)]$  при постоянстве энтальпии нагнетаемого в пласт теплоносителя и оценить, какое количество тепла диффундирует в окружающие породы в любой момент времени:

$$\frac{\dot{q}[\mathcal{A}(t)]}{\dot{Q}} = 1 - e^{\delta^2 t / H^2} \operatorname{erfc}\left(\frac{\delta\sqrt{t}}{H}\right) \quad (4.65)$$

В табл. 4.4. приведены величины и приближенные значения функций, позволяющих рассчитать интеграл вероятностей  $\operatorname{erfc} x$  и другие функции, встречающиеся в уравнениях (4.62), (4.64), (4.65)<sup>2</sup>.

Теплота, потерянная в период от 0 до  $t$ , равна разности между количеством теплоты, поступившей в пласт, и количеством теплоты, накопленной в зоне повышенной температуры:

$$\int_0^t \dot{q} dt = \dot{Q}t - (\rho c)^* (T_*^* - T_r) H \dot{A}(t) = \dot{Q} \cdot (t - \tau) \quad (4.66)$$

Время  $\tau$  соответствует такой продолжительности нагнетания, по истечении которой температура объема  $\dot{A}(t)H$  достигнет  $T_*^*$

<sup>1</sup>Если  $\dot{Q} \neq \text{const}$ , временной интервал можно разбить на малые промежутки  $\Delta t_j = t_j - t_{j-1}$ , в течение которых полагают  $\dot{Q}_j = \text{const}$ . Тогда в момент  $t$  поверхность  $\dot{A}(t)$  зоны, занятой паром, может быть найдена как функция величин  $\dot{A}_j(t_j, \dot{Q}_j)$  при помощи следующего соотношения:

$$\mathcal{A}(t) = \mathcal{A}_n(t_n, \dot{Q}_n) + \sum_{j=1}^{j=n-1} \mathcal{A}_j(t_j, \dot{Q}_j) [1 - \dot{Q}_{j+1}/\dot{Q}_j].$$

<sup>2</sup> В частности, если  $t \rightarrow \infty$ ,  $H \rightarrow 0$  (снижение проницаемости), или если  $(\rho c)^*$  близко к нулю, то  $\dot{A}(t) \approx 0$

$$\mathcal{A}(t) \approx \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\dot{Q}\sqrt{t}}{\delta(\rho c)^* (T_*^* - T_r)} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\dot{Q}\sqrt{t}}{[\sqrt{\alpha_{r1}}(\rho c)_{r1} + \sqrt{\alpha_{r2}}(\rho c)_{r2}] (T_*^* - T_r)}$$

В этом случае увеличение  $\dot{A}(t)$  не зависит от  $H$  и  $(\rho c)^*$ .

Таблица 4.4

## А. Таблица функций

$x$	$\operatorname{erfc} x$	$e^{-x^2} \operatorname{erfc} x$	$e^{-x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$	$x$	$\operatorname{erfc} x$	$e^{-x^2} \operatorname{erfc} x$	$e^{-x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$
0,00	1,00000	1,00000	0,00000	1,00	0,15730	0,42758	0,55596
0,02	0,97744	0,97783	0,00039	1,05	0,13756	0,41430	0,59910
0,04	0,95489	0,95642	0,00155	1,10	0,11980	0,40173	0,64295
0,06	0,93238	0,93574	0,00344	1,15	0,10388	0,38983	0,68746
0,08	0,90992	0,91576	0,00603	1,20	0,08969	0,37854	0,73259
0,10	0,88754	0,89646	0,00929	1,25	0,07710	0,36782	0,77830
0,12	0,86524	0,87779	0,01320	1,30	0,06599	0,35764	0,82454
0,14	0,84305	0,85974	0,01771	1,35	0,05624	0,34796	0,87127
0,16	0,82099	0,84228	0,02282	1,40	0,04772	0,33874	0,91847
0,18	0,79906	0,82538	0,02849	1,45	0,04031	0,32996	0,96611
0,20	0,77730	0,80902	0,03470	1,50	0,03390	0,32159	1,01415
0,22	0,75570	0,79318	0,04142	1,55	0,02838	0,31359	1,06258
0,24	0,73430	0,77784	0,04865	1,60	0,02365	0,30595	1,11136
0,26	0,71310	0,76297	0,05635	1,65	0,01962	0,29865	1,16048
0,28	0,69212	0,74857	0,06461	1,70	0,01621	0,29166	1,20991
0,30	0,67137	0,73460	0,07311	1,75	0,01333	0,28497	1,25964
0,32	0,65088	0,72106	0,08214	1,80	0,01091	0,27856	1,30964
0,34	0,63064	0,70792	0,09157	1,85	0,00889	0,27241	1,35991
0,36	0,61067	0,69517	0,10139	1,90	0,00721	0,26651	1,41043
0,38	0,59099	0,68280	0,11158	1,95	0,00582	0,26084	1,46118
0,40	0,57161	0,67079	0,12214	2,00	0,00468	0,25540	1,51215
0,42	0,55235	0,65912	0,13304	2,05	0,00375	0,25016	1,56334
0,44	0,53378	0,64779	0,14428	2,10	0,00298	0,24512	1,61472
0,46	0,51534	0,63679	0,15584	2,15	0,00236	0,24027	1,66628
0,48	0,49725	0,62609	0,16771	2,20	0,00186	0,23559	1,71803
0,50	0,47950	0,61659	0,17988	2,25	0,00146	0,23129	1,76994
0,52	0,46210	0,60888	0,19234	2,30	0,00114	0,22674	1,82201
0,54	0,44506	0,59574	0,20507	2,35	0,00089	0,22255	1,87424
0,56	0,42838	0,58618	0,21807	2,40	0,00069	0,21850	1,92661
0,58	0,41208	0,57687	0,23133	2,45	0,00053	0,21459	1,97912
0,60	0,39614	0,56780	0,24483	2,50	0,00041	0,21081	2,03175
0,62	0,38059	0,55898	0,25858	2,60	0,00024	0,20361	2,13740
0,64	0,36541	0,55039	0,27256	2,70	0,00013	0,19687	2,24350
0,66	0,35062	0,54203	0,28676	2,80	0,00008	0,19055	2,35001
0,68	0,33622	0,53387	0,30117	2,90	0,00004	0,18460	2,45690
0,70	0,32220	0,52593	0,31580	3,00	0,00002	0,17900	2,56414
0,72	0,30857	0,51819	0,33062	3,10	0,00001	0,17372	2,67169
0,74	0,29532	0,51064	0,34564	3,20	$<10^{-5}$	0,16873	2,77954
0,76	0,28246	0,50328	0,36085	3,30	$<10^{-5}$	0,16401	2,88766
0,78	0,26999	0,49610	0,37624	3,40	$<10^{-5}$	0,15954	2,99602
0,80	0,25790	0,48910	0,39180	3,50	$<10^{-5}$	0,15529	3,10462
0,82	0,24619	0,48227	0,40754	3,60	$<10^{-5}$	0,15127	3,21343
0,84	0,23486	0,47560	0,42344	3,70	$<10^{-5}$	0,14743	3,32244
0,86	0,22390	0,46909	0,43950	3,80	$<10^{-5}$	0,14379	3,43163
0,88	0,21331	0,46274	0,45571	3,90	$<10^{-5}$	0,14031	3,54099
0,90	0,20309	0,45653	0,47207	4,00	$<10^{-5}$	0,13700	3,65052
0,92	0,19323	0,45047	0,48858	4,10	$<10^{-5}$	0,13383	3,76019
0,94	0,18373	0,44455	0,50523	4,20	$<10^{-5}$	0,13081	3,87000

Продолжение табл. 4.4

$x$	$\operatorname{erfc} x$	$e^{x^2} \operatorname{erfc} x$	$e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$	$x$	$\operatorname{erfc} x$	$e^{x^2} \operatorname{erfc} x$	$e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$
0,96	0,17458	0,43876	0,52201	4,30	$< 10^{-5}$	0,12791	3,97994
0,98	0,16577	0,43311	0,53892	4,40	$< 10^{-5}$	0,12514	4,09001
				4,50		0,12248	4,20019
				4,60		0,11994	4,31048
				4,70		0,11749	4,42087
				4,80		0,11514	4,53136
				4,90		0,11288	4,64194
				5,00		0,11070	4,75260
				5,20		0,10659	4,97417
				5,40		0,10277	5,19602
				5,60		0,09921	5,41814
				5,80		0,09589	5,64049
				6,00		0,09278	5,86305
				6,20		0,08986	6,08581
				6,40		0,08712	6,30874
				6,60		0,08453	6,53184
				6,80		0,08210	6,75508
				7,00		0,07980	6,97845
				7,20		0,07762	7,20195
				7,40		0,07556	7,42557
				7,60		0,07361	7,64929
				7,80		0,07175	7,87311
				8,00		0,06999	8,09702
				8,20		0,06830	8,32101
				8,40		0,06670	8,54508
				8,60		0,06517	8,76923
				8,80		0,06371	8,99344
				9,00		0,06231	9,21772
				9,20		0,06097	9,44206
				9,40		0,05969	9,66645
				9,60		0,05846	9,89090
				9,80		0,05727	10,11539
				10,00		0,05614	10,33993

Б. Приближенные значения функций

1. Функция  $f_1(x) = e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1$ .

при  $0 \leq x < 0,15$ ,  $f_1(x) \approx x^2 \left[ 1 - \frac{4}{3\sqrt{\pi}} x \right]$ , с относительной погрешностью  $< 1\%$ ; (1a)

при  $f_1(x) \approx \frac{1}{\sqrt{\pi}} \left[ 2x + \frac{1}{x} \right] - 1$ , с относительной погрешностью  $< 1\%$ ; (1б)

$$\text{при } x \rightarrow \infty \quad f_1(x) \approx \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \quad (1в)$$

$$\text{для любых } x \geq 0 \quad \left\{ f_1(x) \approx [0,73x + 1]^{-1,36} + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \dots 1 \right. \quad (1г)$$

относительная погрешность  
 $\leq 1,6\%$ , если  $x \geq 0,05$   
 $\leq 0,5\%$ , если  $x \geq 0,7$ ;

$$\text{при } x < 20 \quad f_1(x) \approx \frac{x^2}{1 + 0,85x} \quad \text{с относительной погрешностью} \quad (1д)$$

2. Функция  $f_2(x) = e^{x^2} \operatorname{erfc} x$ .

$$\text{при } 0 \leq x < 1,5, \quad f_2(x) \approx [0,73x + 1]^{-1,36} \quad \text{с относительной погрешностью} \quad (2а)$$

$\leq 1\%$ ;

$$\text{при } x \geq 2,8 \quad f_2(x) \approx \frac{1}{\sqrt{\pi}x} \left[ 1 - \frac{1}{2x^2} \right] \quad \text{с относительной погрешностью} \quad (2б)$$

$$\text{при } x \rightarrow \infty \quad f_2(x) \approx \frac{1}{\sqrt{\pi}x} \quad (2в)$$

3. Функция  $f_3(x) = 1 - e^{x^2} \operatorname{erfc} x$ .

$$\text{для всех } x \geq 0 \quad \left\{ f_3(x) \approx 1 - [0,73x + 1]^{-1,36} \right. \quad (3)$$

относительная погрешность  $< 2\%$   
 $(\leq 1\%$ , если  $x \leq 2)$ .

4. Функция  $\operatorname{erfc} x$ .

$$\text{для всех } x \geq 0, \quad \operatorname{erfc} x \approx [1 + C_1x + C_2x^2 + C_3x^3 + C_4x^4 + C_5x^5]^{-0,5}, \quad (4)$$

где  $C_1 = 0,14112821$ ,  $C_2 = 0,08864027$ ,  $C_3 = 0,02743349$ ,  $C_4 = 0,00039446$ ,  $C_5 = 0,00328975$ .

с абсолютной погрешностью  $\leq 2 \cdot 10^{-5}$ .

5. Функция  $\operatorname{erf} x$ .

$$\text{для всех } x \geq 0, \quad \operatorname{erf} x \approx \sqrt{1 - e^{-4x^2/\pi}}. \quad (5)$$

с относительной погрешностью  $\leq 0,7\%$ .

при условии, что эффективность процесса равна 100 %, т. е.:

$$\tau = \frac{(\rho c)^* (T_v^* - T_r) A(t) H}{\dot{Q}} = \frac{H^2}{\delta^2} \left\{ e^{\delta^2/H^2} \operatorname{erfc} \left[ \frac{\delta \sqrt{t}}{H} \right] + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\delta \sqrt{t}}{H} - 1 \right\} \quad (4.67)$$

Отсюда

$$\frac{\int_0^t \dot{q} dt}{\dot{Q} t} = 1 - \frac{\tau}{t} = 1 - \frac{H^2}{\delta^2 t} \left\{ e^{\delta^2/H^2} \operatorname{erfc} \left[ \frac{\delta \sqrt{t}}{H} \right] + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\delta \sqrt{t}}{H} - 1 \right\} \quad (4.68)$$

Из (4.65) и (4.68) видно, что доля тепловой мощности или поступившей в пласт тепловой энергии, переданная окружающим породам, зависит лишь от тепловой диффузии  $\delta$ , длительности нагнетания  $t$  и толщины слоя  $H$ . Из рис. 4.11 видно, что потери энергии в породе существенно возрастают при уменьшении мощности пласта.

Нагнетание нагретой воды. При изучении процессов, протекающих при нагнетании в пласт нагретой воды, были разработаны аналити-

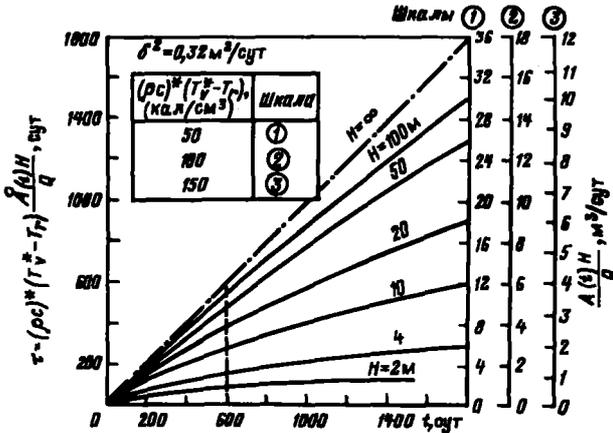


Рис. 4.11. Время  $\tau$  и изменение объема зоны, занятой паром. Расчеты проведены на основе уравнения (4.67), полученного в рамках теории Маркса и Лангенхайма. В рассматриваемом здесь примере ( $\delta^2/4 = 0,08 \text{ м}^2/\text{сут}$ ) получены следующие значения доли поступившей в нефтеносный пласт энергии, рассеянной в окружающих породах спустя 600 сут с начала нагнетания теплоносителя:

$1 - T/t = 86 \%$  для  $H = 2 \text{ м}$ ;  $1 - T/t = 74 \%$  для  $H = 4 \text{ м}$ ;  $1 - T/t = 53 \%$  для  $H = 10 \text{ м}$ ;  $1 - T/t = 36 \%$  для  $H = 20 \text{ м}$ ;  $1 - T/t = 18 \%$  для  $H = 50 \text{ м}$ .

Шкалы в правой части рисунка позволяют непосредственно определить объем зоны повышенной температуры  $A(t)H$ , отнесенный к количеству тепла, поступающего в пласт за 1 сут, для трех значений произведения  $(\rho c)^* (T_v^* - T_r)$

ческие модели лишь для конкретных случаев. Все они основаны на рассмотрении уравнения энергии (1.9), которое при наличии двух насыщающих жидкостей — воды и нефти записывается следующим образом:

$$(\rho c)^* \frac{\partial T}{\partial t} = - (\rho_e c_e \vec{V}_e + \rho_h c_h \vec{V}_h) \cdot \text{grad } T + \text{div} (\bar{\lambda}^* \cdot \text{grad } T). \quad (4.69)$$

Индексы  $e$ ,  $h$  и  $s$  соответствуют воде, нефти и твердому коллектору;  $S$  — коэффициент насыщения;  $\Phi$  — пористость;  $V$  — скорость;  $\rho c$  — объемная теплоемкость.

При этом допускают, что с точки зрения тепловых процессов пронизываемый слой подобен непрерывной среде с эквивалентными эффективными свойствами. Коэффициент эффективной теплопроводности  $\lambda^*$  является функцией структуры пористой среды, коэффициентов насыщения и теплопроводности жидкостей и твердого коллектора (см. гл. 1). В рассматриваемом случае количество теплоты, приходящейся на единицу объема, определяется как

$$(\rho c)^* = \Phi (\rho_e c_e S_e + \rho_h c_h S_h) + (1 - \Phi) \rho_s c_s.$$

Уравнение энергии для окружающего грунта ( $V = 0$ ) принимает вид

$$(\rho c)_r \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div} (\bar{\lambda}_r \text{grad } T).$$

Одна из моделей была разработана Лаверье [4.14] для линейной конфигурации, пласта и модифицирована Малофеевым [4.15] для радиальной конфигурации. Первая модель описывает вытеснение от нагнетательных скважин к эксплуатационным, вторая — заводнение областей вокруг нагнетательной скважины. В рамках данных моделей делаются следующие допущения:

теплоперенос в продольном направлении за счет теплопроводности как коллектора, так и окружающих пород пренебрежимо мал;

теплоперенос в вертикальном направлении за счет теплопроводности бесконечно велик в пласте (постоянство температуры вдоль оси  $z$ ) и конечен в окружающих породах, тепловые свойства которых идентичны;

все жидкости несжимаемы и нефть находится в остаточном состоянии, так что течет только вода.

Если  $T^*$  — температура пласта и  $T$  — температура окружающих пород, уравнения принимают следующий вид:

в пласте, записывая энергетический баланс для поперечного сечения

$$(\rho c)^* H \frac{\partial T^*}{\partial t} = - \rho_e c_e V_e H \frac{\partial T^*}{\partial x} + 2 \lambda_r \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right) \Big|_{z=H/2} \quad \text{вдоль оси } x, \quad (4.70a)$$

$$(\rho c)^* H \frac{\partial T^*}{\partial t} = - \frac{m c_e}{2\pi r} \frac{\partial T^*}{\partial r} + 2 \lambda_r \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right) \Big|_{z=H/2} \quad \text{вдоль радиуса } r. \quad (4.70b)$$

( $V_c$  — скорость нагнетания;  $\dot{m}$  — массовый расход нагнетаемого теплоносителя);

в окружающих породах

$$a_F \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (4.71)$$

где  $a_F = \lambda_F / (\rho c)_F$  — коэффициент температуропроводности.

Эта система уравнений решена с помощью преобразований Лапласа при следующих начальных и граничных условиях:

в начальный момент времени температура пласта и окружающих пород одинакова и равна  $T_r$ , что позволяет не учитывать геотермальный градиент;

на границе внедрения теплоносителя в пласт температура постоянна и равна  $T_v$ ; расход теплоносителя при нагнетании постоянен.

Обозначим через  $\tau$  время, за которое теплоноситель достигнет точки  $x$  на оси абсцисс и точки  $r$  по радиусу. Тогда

для линейного распространения

$$\tau = \frac{(\rho c)^*}{\rho_c c_c V_c} x; \quad (4.72a)$$

для радиального распространения

$$\tau = \frac{\pi r^2 H (\rho c)^*}{\dot{m} c_c} = \frac{(\rho c)^* A H}{\dot{m} c_c}. \quad (4.72b)$$

Здесь  $\pi r^2 = A$  — площадь заводненной зоны пласта, ограниченная изотермой  $T$ . Тогда

для  $t \leq \tau$

$$T = T_r;$$

для  $t > \tau$ .

$$(4.73)$$

$$\frac{T - T_r}{T_v - T_r} = \operatorname{erfc} \left\{ \frac{1}{2\sqrt{t - \tau}} \left( \frac{\delta\tau}{H} + \frac{|z| - H/2}{\sqrt{a_F}} \right) \right\} \quad |z| \geq \frac{H}{2}.$$

Принимая  $|z| = H/2$ , получаем температуру пласта. Теплофизические свойства окружающих пород идентичны, причем параметр, определяемый выражением (4.63), в данном случае равен

$$2\sqrt{a_F} / [(\rho c)^* / (\rho c)_F].$$

Если температура  $T_v$  теплоносителя при поступлении его в пласт изменяется во времени, то временной интервал следует разбить на периоды и получить аналитическое решение, используя теорему Дюамеля о суперпозиции.

Хотя в рамках моделей Ловерье и Малофеева [4.16], [4.17] температурные поля в пласте существенно отличаются от распределения температур, полученного в модели Маркса и Лангенхейма, суммарные тепловые потери в окружающие породы определяются по (4.68).

Другие аналитические решения позволяют определить долю от поступающей в пласт энергии, переданной окружающим породам в зоне закаливания нагретых жидкостей [4.16] — [4.18]. Подобное решение было получено Рубинштейном для радиальной симметрии при изотропности коэффициентов теплопроводности пласта и окружающих пород, в предположении идентичности теплофизических свойств последних [4.18]. Существуют и другие модели, однако они достаточно схожи с упомянутыми здесь.

Запись решения Рубинштейна достаточно сложна, но она упрощается, если коэффициент температуропроводности в пласте  $a^* = \lambda^*/(\rho c)^* = \delta^2/4$ , т. е. когда  $\lambda_F (\rho c)_F = \lambda^* (\rho c)^*$ . Это решение имеет вид

$$\frac{\int_0^t \dot{q} dt}{Q_t} = \frac{2}{3\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{4a^*t}{H^2}} \left[ 1 - \left( 1 + \frac{H^2}{4a^*t} \right) e^{-H^2/(4a^*t)} \right] + \left( 1 + \frac{H^2}{6a^*t} \right) \operatorname{erfc} \frac{H}{2\sqrt{a^*t}} \quad (4.74)$$

Как показано в предыдущих разделах, введение ряда упрощающих допущений дает возможность решить аналитически задачу теплообмена (рис. 4.12) с окружающими породами.

Величины, полученные в рамках моделей Маркса—Лангенхейма и Лаверье, а также Малофеева несколько превышают значения, полученные Рубинштейном, так как в модели последнего учтена продольная составляющая теплопроводности. Модель Маркса—Лангенхейма имеет ряд преимуществ перед другими моделями: во-первых, зона повышенной температуры в ней не ограничена цилиндрической поверхностью и, во-вторых, в ее рамках получено простое выражение для случая, когда теплофизические свойства окружающих пород неодинаковы [4.20]. Эта модель, первоначально разрабатывавшаяся для исследования процессов, происходящих при нагнетании в пласт водяного пара, дала возможность определить долю тепловой энергии, теряемой в окружающих породах, которое верно и для нагнетания в пласт горячей воды.

При слоистой структуре, состоящей из нескольких нефтеносных пластов толщиной  $H$ , разделенных непроницаемыми пропластками, той же толщины с теми же теплофизическими свойствами, что и нефтеносные пласты, модель Маркса—Лангенхейма позволяет найти характеристики расширения зоны, занятой паром, при нагнетании его во все имеющиеся пласты с одинаковым массовым расходом [4.21]. Вследствие взаимодействия тепловых фронтов смежных пластов зона, занятая паром, распространяется интенсивнее и тепловые потери менее существенны, чем в одном слое.

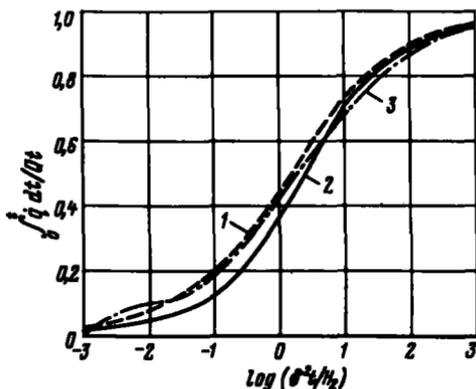


Рис. 4.12. Доля закачанной в пласт тепловой энергии, рассеянная в окружающих породах:

1 — модели Маркса—Лангенхейма [4.12], Ловьерье [4.14] и Малофеева [4.15] (уравнение (4.68)); 2 — модель Рубинштейна [4.18] при  $\delta^2 = 4a^*$  (уравнение (4.74)); 3 — модель Вильмана и др. [4.19]. Авторы данной модели предлагают использовать следующее соотношение для расчета процесса распространения зоны повышенной температуры при нагнетании в пласт пара (предполагается, что температуры зоны, занятой паром, и зоны, заполненной горячей водой, постоянны и равны  $T_p^*$ ):

$$\dot{A}(t) = \pi r^2 = \frac{\dot{Q}H}{\delta^2(\rho c)^*(T_p^* - T_r)} \left\{ \sqrt{\pi} \frac{\delta \sqrt{i}}{H} - \frac{\pi}{2} \ln \left( \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\delta \sqrt{i}}{H} + 1 \right) \right\} \quad (4.75)$$

Если теплофизические свойства окружающих пород идентичны и параметр  $\delta = 2\sqrt{a_{F1}} [(Oc)^* / (Oc)_F]$ , выражение для  $\dot{A}(t)$  принимает вид:

$$\frac{\int_0^t \dot{q} dt}{\dot{Q}t} = 1 - \frac{H^2}{\delta^2 t} \left\{ \sqrt{\pi} \frac{\delta \sqrt{i}}{H} - \frac{\pi}{2} \ln \left( \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\delta \sqrt{i}}{H} + 1 \right) \right\}$$

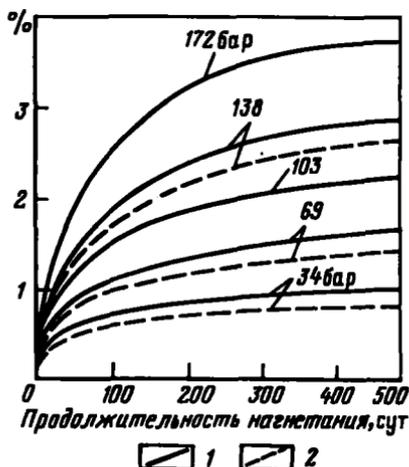


Рис. 4.13. Расхождение в результатах расчетов тепловых потерь (%) в окружающие породы при нагнетании пара, проведенных по модели Маркса—Лангенхейма (1) и численными методами (2) [4.22]

Нагнетание пароводяной смеси с сухостью пара 80 % проводилось при следующих расходах:

1 — 2,72 т/ч; 2 — 5,44 т/ч

Величины, полученные численными методами, несколько отличаются от результатов аналитических решений процессов теплопереноса (рис. 4.13) [4.17], [4.22]. Тепловые потери, определенные по модели Маркса—Лангенхейма, лишь немного превышают значения, полученные численными методами, причем расхождение возрастает с увеличением времени нагнетания и снижается при увеличении расхода подаваемого в пласт теплоносителя. При рассмотрении результатов, полученных в рамках модели, становится очевидным, что часть используемой энергии аккумулируется на периферии зоны, заполненной паром, где скапливается горячая вода (см. раздел 4.2.1).

## 4.2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ

К основной задаче моделирования относится качественная оценка зависимости динамики нефтеотдачи от методов воздействия на нефтяной пласт. При нагнетании нагретых жидкостей моделирование усложняется вследствие необходимости учета гидродинамических, тепловых и физико-химических процессов.

Существуют два метода моделирования реальных процессов — математическое моделирование и построение физических моделей.

В настоящее время более распространен первый метод. Однако помимо неопределенности в описании геометрии месторождений математическая модель, как бы хорошо она ни была разработана, не учитывает должным образом различные явления и процессы, причем многие закономерности или не принимаются во внимание вовсе, или рассматриваются в условиях, не соответствующих реальности. Основным методом проверки правильности подобных моделей являются промысловые испытания.

Математические модели классифицируют в зависимости от их сложности.

К простым моделям вытеснения нефти относится поршневая модель или модель, построенная на основе теории Баклея—Левретта. Эти модели (см. 4.1.3) позволяют правильно оценить количество тепла, потребляемого при вытеснении нефти, что является основной задачей при оценке эффективности использования нагнетания нагретых жидкостей для повышения нефтеотдачи пласта. Ряд простых моделей был разработан для описания вытеснения нефти при использовании в качестве теплоносителя водяного пара.

В более сложных математических моделях учитывают те же процессы, но с большей их детализацией или же дополнительные эффекты. Они требуют численного решения системы уравнений в частных производных.

Не следует забывать, что каждый класс математических моделей имеет свою конкретную область применения. Для исследования возможности использования нагнетания нагретых жидкостей на перспективных месторождениях предпочтительно пользоваться простыми методами, в которых учтено ограниченное число параметров, играющих

наиболее заметную и легко поддающуюся оценке роль. Если же требуется оценить эффективность нагнетания нагретых жидкостей на хорошо известном месторождении, то лучше пользоваться более сложными моделями, так как можно учесть большее число определяющих параметров.

Метод построения физических моделей позволяет использовать результаты исследований на промысловых испытаниях.

С помощью физических моделей можно проводить: проверки различных методов и сравнения результатов; исследования влияния различных факторов на показатели процесса; контроль применимости математических моделей для хорошо известных месторождений.

Однако реализация этого метода весьма трудоемка и дорогостояща.

#### 4.2.1. Простые аналитические модели вытеснения нефти нагретыми жидкостями и газами

Рассмотрим модели, в которых условия нагнетания неизменны: вводимая в пласт тепловая энергия  $Q$ , температура  $T_v^*$  и, в частном случае, степень сухости  $X^*$  пара, нагнетаемого в пласт.

Модель вытеснения нефти паром, предложенная Марксом и Лонгенхеймом [4.12], является классической моделью оценки эффективности вытеснения нефти паром (см. раздел 4.1.3). В этой очень схематической модели различают лишь две зоны продуктивного пласта: холодную, нефтенасыщенность которой равна начальной  $S_{hi}$ , и зону, занятую паром, с постоянной толщиной по оси  $z$ , равной  $H$ , однородным температурным полем, температурой  $T_v^*$  и остаточной нефтенасыщенностью  $S_{hr}$  (см. рис. 4.10). Следуя этой модели, количество вытесненной нефти прямо пропорционально объему зоны, занятой паром. Если величины  $S_{hi}$  и  $S_{hr}$  соответствуют условиям внутри пласта при температурах соответственно  $T_r$  и  $T_v^*$ , то для определения объема  $v_h$  вытесненной нефти необходимо учитывать объемные коэффициенты месторождения — соответственно  $B_{oi}$  и  $B_{ov}$ , пользуясь соотношением:

$$v_h = \Phi (S_{hi}/B_{oi} - S_{hr}/B_{ov}) H \dot{A} \\ = \frac{\Phi (S_{hi}/B_{oi} - S_{hr}/B_{ov}) \dot{Q} H^2}{\delta^2 (\rho c)^* (T_v^* - T_r)} \left\{ e^{\delta y, H^2} \operatorname{erfc} \frac{\delta \sqrt{t}}{H} + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\delta \sqrt{t}}{H} - 1 \right\} \quad (4.76)$$

Расход вытесняемой нефти равен

$$\dot{v}_h = \Phi (S_{hi}/B_{oi} - S_{hr}/B_{ov}) H \frac{d \dot{A}}{dt} = \\ = \frac{\Phi (S_{hi}/B_{oi} - S_{hr}/B_{ov}) \dot{Q}}{(\rho c)^* (T_v^* - T_r)} e^{\delta^2 t, H^2} \operatorname{erfc} \frac{\delta \sqrt{t}}{H} \quad (4.77)$$

Если толщина  $H_n$  пласта, содержащего нефть, меньше толщины  $H$  зоны, занятой паром, значения  $v_h$  и  $\dot{v}_h$  необходимо умножить на  $H_n/H$ .

При достижении определенного уровня нефтедобычи необходимо учитывать энтальпию добываемой нефти (см. 4.4). Для этого было предложено использовать в уравнениях (4.62), (4.64), (4.76) и (4.77) не суммарный темп ввода тепла в пласт  $\dot{Q}$ , а его часть, непосредственно идущую на нагрев нефтеносного пласта,

$$\dot{Q}_n = \dot{Q} - \sum_j \dot{m}_j (\mathcal{H}_{j, \tau} - \mathcal{H}_{j, T_r}), \quad (4.78)$$

где  $\dot{m}_j$  — массовый расход компонента  $j$  с энтальпией  $\mathcal{H}_{j, \tau}$  на выходе из пласта и с энтальпией  $\mathcal{H}_{j, T_r}$  при температуре  $T_r$ .

Если величины  $\dot{Q}$  или  $\dot{Q}_n$  изменяются во времени, следует разбить временной интервал на периоды, в течение которых они постоянны, и затем вычислить площадь поверхности  $A(t)$ .

Соотношение (4.77) дает возможность определить предел площади, выработанной непрерывным нагнетанием пара через центральную скважину, исходя из экономических оценок эффективности метода. Действительно, объем нефти  $\dot{v}_h$ , вытесняемой в единицу времени, вследствие ввода в пласт потока тепла  $\dot{Q}$  снижается при увеличении времени нагнетания  $t$ . Это значит, что существует некоторый момент времени  $t_{\max}$ , в который затраты на нагнетание пара равны стоимости добытой нефти:

$$\bar{p} \dot{Q} = p_h \dot{v}_h (t_{\max})$$

или

$$\frac{\bar{p}}{p_h} \frac{(\rho c)^* (T_r^* - T_r)}{\Phi (S_{h_i}/B_{o_i} - S_{h_r}/B_{o_r})} = e^{\delta^2 t_{\max}/H^2} \operatorname{erfc} \left( \frac{\delta \sqrt{t_{\max}}}{H} \right), \quad (4.79)$$

где  $\bar{p}$  — удельные затраты на производство тепла;  $p_h$  — стоимость единицы объема нефти.

По  $\dot{Q}$  легко найти  $\dot{A}_{\max}(t_{\max})$ , используя соотношение (4.62). Для конкретного месторождения и при данных экономических требованиях площадь поверхности пропорциональна  $\dot{Q}$ , т. е. расходу пара с заданной энтальпией.

Уравнения (4.76) и (4.77) нельзя непосредственно использовать для оценки динамики добычи нефти в том случае, когда зона, обработанная паром, не ограничена непроницаемыми слоями. Действительно, они верны только для поршневого вытеснения во всем объеме месторождения и, в частности, если в необработанной зоне насыщенности постоянны и равны их начальным значениям. Однако такие условия в природе не реализуются.

Действительно, с одной стороны, нефть находится на границе зоны, занятой паром, что приводит к существованию „времени реагирования“ эксплуатационных скважин на процессы в окрестности нагнетательных скважин; с другой же стороны, не вся масса нефти, вытесняемая паром

из пласта, поднимается на поверхность. Для учета этих эффектов можно ввести понятие „коэффициента добычи” — число, на которое надо умножить количество вытесняемой нефти, чтобы получить истинный объем добычи за тот же период времени. Значение коэффициента добычи стремится к единице, если время разработки месторождения достаточно велико.

Другие модели термического воздействия влажным паром. Основным недостатком теории Маркса и Лонгенхейма является допущение об аккумуляции основного количества нагнетаемого в нефтеносный пласт тепла в зоне с постоянной температурой, т. е. пренебрежение теплопереносом за счет теплопроводности и конвекции на внешних границах зоны конденсации пара. То, что количество тепла, передаваемого на внешних границах зоны конденсации, является существенной величиной, хорошо иллюстрируют для ряда простых случаев расчеты, проведенные Сатгером и Пэрришем [4.22]. Они используют двумерную численную модель для исследования процессов теплообмена при радиальном перемещении пара в однородном пласте при его сухости на входе в пласт — 80 %. Полученные ими результаты (рис. 4.14) наглядно иллюстрируют тот факт, что существенная часть нагнетаемого тепла аккумулируется в зоне, заполненной жидкостью, температура которой повышается при увеличении давления.

Манолом и Волеком предложен метод определения областей согласованности моделей Маркса и Лонгенхейма [4.23]. Допущение о постоянстве температуры во всех точках зоны повышенной температуры и равенстве ее температуре фазового перехода воды влечет за собой следующие новые допущения:

пароводяная смесь рассматривается как однородная жидкость, причем ее скрытая теплота парообразования и энтальпия одновременно ограничиваются на фронте температуры;

потери тепла в окружающие породы и увеличение теплосодержания

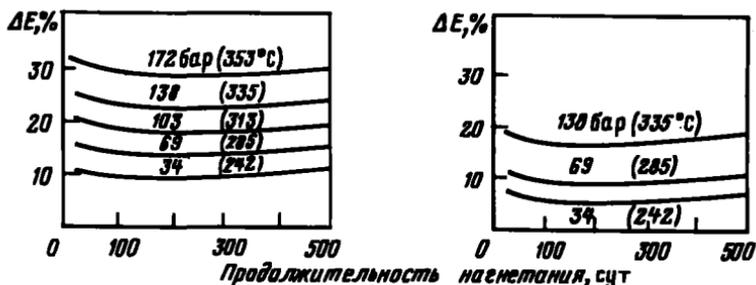


Рис. 4.14. Доля тепловой энергии  $\Delta E$ , нагнетаемой в пласт, аккумулятивная в зоне, заполненной горячей водой. Результаты получены на числовой модели [4.22].

расход пара составляет: а — 2,72 т/ч; б — 5,44 т/ч

в зоне повышенной температуры могут происходить только за счет снижения энтальпии теплоносителя;

тепло, перешедшее в окружающие породы на фронте температуры, увеличивает объем зоны повышенной температуры за счет ее роста в зонах, не охваченных вытеснением.

Предположение Маркса и Лонгенхейма справедливо, если между потоком энтальпии  $\dot{m}X^*L^*$  и суммарными тепловыми потерями в окружающую породу  $q(t)$  совместно с изменением скрытой теплоты парообразования в зоне повышенной температуры существует следующее соотношение:

$$\dot{m}X^*L^* > \dot{q}(t) + \Phi \rho_v \bar{S}_v L^* H \frac{dA}{dt},$$

где  $\rho_v$  — плотность пара;  $\bar{S}_v$  — средняя паронасыщенность. Данное соотношение подразумевает, что  $\bar{S}_v$  практически не зависит от времени.

Если учесть, что  $\dot{q}(t)$  и  $\frac{dA}{dt}$  находят из (4.65) и (4.64), то можно получить:

$$\dot{m}X^*L^* > \dot{Q} \left\{ 1 - \left[ 1 - \frac{\Phi \rho_v \bar{S}_v L^*}{(\rho c)^* (T_f^* - T_r)} \right] e^{\delta^2/H^2} \operatorname{erfc} \left( \frac{\delta\sqrt{t}}{H} \right) \right\}, \quad (4.80)$$

где  $\dot{Q}$  — темп ввода тепла в пласт.

Член, содержащий  $\bar{S}_v$ , всегда значительно меньше единицы — его величина не превышает 0,04. Следовательно им можно пренебречь [4.23], [4.24]:

$$\dot{m}X^*L^* \geq \dot{Q} [1 - e^{x^2} \operatorname{erfc} x] \quad x = \delta\sqrt{t}/H, \quad (4.81)$$

или

$$\dot{m}X^*L^* \geq \dot{q}(t).$$

Таким образом, область справедливости гипотезы, согласно которой объем зоны, заполненной горячей водой, пренебрежимо мал, ограничена максимальным временем нагнетания  $t_c$ , определяемым условием

$$e^{x_c^2} \operatorname{erfc} x_c = 1 - \frac{\dot{m}X^*L^*}{\dot{Q}} \quad x_c = \frac{\delta\sqrt{t_c}}{H}, \quad (4.82)$$

или, с учетом (4.60):

$$e^{x_c^2} \operatorname{erfc} x_c = 1 - \frac{X^*L^*}{\mathcal{H}^* - \mathcal{H}_r} = 1 - \zeta. \quad (4.83)$$

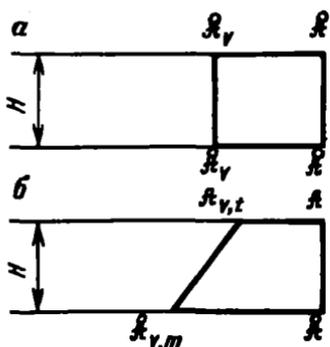


Рис. 4.15. Схематическое представление процесса распространения зоны, занятой паром, и зоны повышенной температуры:

*a* — в пренебрежении действия силы тяжести; в любой момент времени площадь  $A_v$  зоны, заполненной паром, идентична в любой точке вертикали, проведенной в зоне повышенной температуры; *b* — с учетом действия силы тяжести: показаны значения  $A_{v,t}$  и  $A_{v,m}$  на кровле пласта и  $A_{v,m}$  — в подошве

Параметр  $\xi = X^* L / (X^* - X_c)$  включает скрытую теплоту парообразования. Как видно из (4.82), значение  $t_c$  возрастает с увеличением  $X^*$  и стремится к нулю, если  $X^* = 0$ . Как показали Мандл и Волек [4.23], критическое время  $t_c$  соответствует минимальной скорости фронта конденсации.

Для оценки площади поверхности зоны, занятой паром, при длительности его закачки, превышающей  $t_c$  (т. е., если на внешних границах зоны, занятой паром, начинает развиваться зона, заполненная горячей водой, температура которой постепенно снижается) были разработаны две модели, в которых допускается, что зоны пара и горячей воды, составляющие область повышенной температуры, имеют одинаковую толщину  $H$  (рис. 4.15, *a*).

Маркс и Волек [4.23] предложили аналитическую модель, учитывающую процессы теплопереноса через фронт конденсации. Площадь поверхности зоны, занятой паром, в этой модели рассчитывают как среднее арифметическое двух предельных значений слагаемого, входящего в приближенные выражения для теплового баланса; эта поверхность равна  $A(t)$  и вычисляется с помощью выражения (4.62), из которого исключен корректирующий член. Однако неточность вычисления нижнего предельного значения приводит к выводу, что выражение, полученное Мандлом и Волеком, неверно [4.25]. Действительно, они нашли, что, если сухость пара  $X^* = 0$ , площадь поверхности зоны, занятой паром, не стремится к нулю<sup>1</sup> (рис. 4.16). Была предложена без объяснений новая формула вычисления нижнего предельного значения [4.25], и значения обоих предельных значений были скомбинированы таким образом, чтобы их среднее правильное характеризовало распространение зоны, занятой паром, и приводило к исчезновению зоны при обращении в нуль степени сухости пара. Однако помимо такого сложного и в какой-то степени произвольного расчета существует более простой способ решения, суть которого состоит в следующем.

<sup>1</sup>Если  $0 < x = \delta\sqrt{t}/H < 10$ , то отношение площадей поверхности зон, занятых паром и водой, изменяется для  $X^* = 0$  от 0,46 до 0,49.

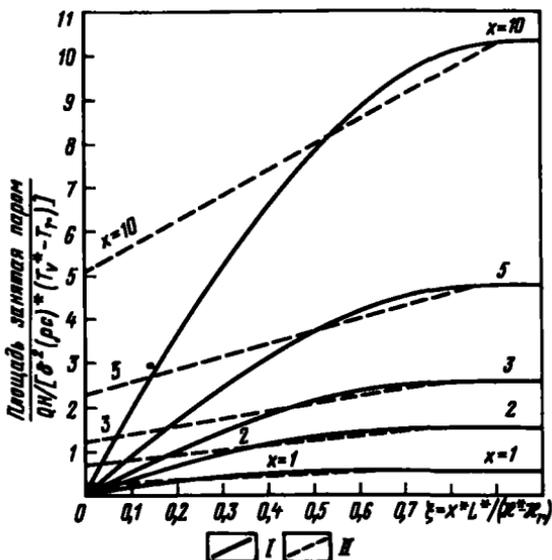


Рис. 4.16. Площадь поверхности зоны, занятой паром, для различных значений параметра  $x = \delta\sqrt{t}/H$ :

I – модель Миндла и Волека [4.23]; II – модель Херна [4.24]. Площадь поверхности зоны пара:  $QH/[\delta^2 (ic) * (T_v^* - T_r)]$

Для нахождения площади поверхности зоны, занятой паром, при длительности процесса нагнетания, превышающей  $t_c$  Херном было предложено рассматривать тепловой баланс данной зоны с учетом предварительного подогрева окружающих пород горячей водой до подхода к ним зоны пара [4.24].

Если пренебречь изменением доли скрытой теплоты парообразования при приращении площади  $dA_v$  за период  $dt$ , как это было сделано при выводе соотношения (4.81), то в любой момент времени  $t > t_c$  площадь поверхности  $A_v$  зоны, занятой паром, определяется из следующего выражения:

$$\dot{m} X^* \cdot \mathcal{L}^* \approx \dot{q} [A_v(t)] \quad t > t_c. \quad (4.84)$$

Это соотношение означает, что в зоне пара  $A_v(t)$  тепловые потери через поверхность компенсируются выделением скрытой теплоты парообразования при конденсации пара. Для нахождения теплового потока  $\dot{q}[A_v(t)]$  рассматривают нагретую эквивалентную зону площадью  $A > A_v$ , температура во всех точках которой одинакова и равна  $T_v^*$ , хотя в реальных условиях вне фронта конденсации температура понижается. В разделе 4.1.3 было показано, что различные температурные профили, возникающие в нефтеносном пласте при нагнетании пара или

в ходе закачки горячей воды, приводят при одинаковом потоке вводимого в пласт тепла к одинаковому уровню тепловых потерь в окружающие породы. Следовательно, можно считать, что сделанное допущение не приведет к существенному искажению результатов. При таких условиях окружающие породы в данной точке начинают нагреваться в момент  $\tau$ , определяемый приращением площади  $d\dot{A}$ . Приращение площади вызвано продвижением эквивалентного теплового фронта. Модель Маркса и Лонгенгейма позволяет определить поток локальных тепловых потерь в любой момент времени  $d\dot{q}(t, \tau)$  и получить выражение для  $\dot{A}(\tau)$ , которое приводит к соотношению для  $\tau(\dot{A})$ . При этом в (4.84) учитывается тепловой поток в окружающие породы аналогично уравнению (4.59) с той разницей, что в данном случае переменной является  $\dot{A}$ , а не  $\tau$  и интегрирование ведется от 0 до  $\dot{A}_v$ , т. е.

$$\dot{m} X^* \mathcal{L}^* \approx (T_*^* - T_r) \frac{\sqrt{a_{r_1}} (\rho c)_{r_1} + \sqrt{a_{r_2}} (\rho c)_{r_2}}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\dot{A}_v} \dot{A} \cdot \frac{d\dot{A}}{\sqrt{t - \tau(\dot{A})}}. \quad (4.85)$$

В этом интегральном уравнении относительно  $\dot{A}_v$ ,  $\tau$  является неявной функцией площади  $\dot{A}$  горячей зоны, связанной с ней соотношением (4.62).

Уравнение (4.85) не имеет аналитического решения, за исключением случая бесконечно малой толщины горячей зоны, что соответствует наличию, например, горизонтальной трещины. В этом случае критическое время равно нулю, отношение  $\dot{A}_v/\dot{A}$  не зависит от времени:

$$\left( \frac{\dot{A}_v}{\dot{A}} \right)_{H=0} = \sin \left( \frac{\pi}{2} \frac{X^* \mathcal{L}^*}{\mathcal{K}^* - \mathcal{K}_r} \right) \quad (\text{для любого } t). \quad (4.86)$$

Поверхность  $\dot{A}$  горячей зоны определяется уравнением (4.62б).

В общем случае распространение зоны, занятой паром, описывается произведением размерного коэффициента, введенного в (4.62), и функции  $F$  безразмерных параметров

$$x = \delta \sqrt{i}/H \quad \text{и} \quad \xi = X^* \mathcal{L}^* / (\mathcal{K}^* - \mathcal{K}_r):$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{A}_v(t) &= \frac{\dot{Q}H}{\delta^2 (\rho c)^* (T_*^* - T_r)} F \left( \frac{\delta \sqrt{t}}{H}, \frac{X^* \mathcal{L}^*}{\mathcal{K}^* - \mathcal{K}_r} \right) & \text{для } t > t_c \\ \dot{A}_v(t) &= \dot{A}(t) & \text{для } t \leq t_c \end{aligned} \right\} \quad (4.87)$$

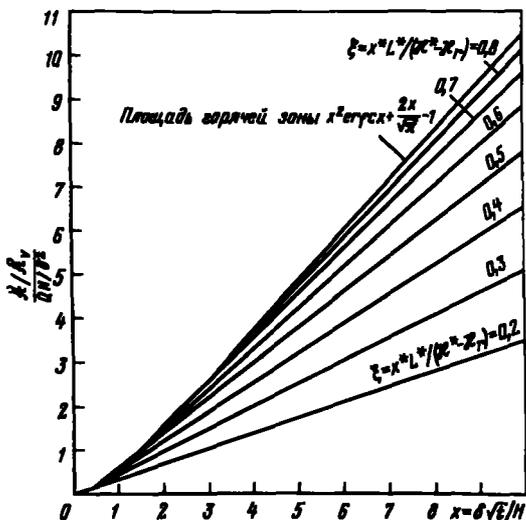


Рис. 4.17. Зависимость площади поверхности зоны, занятой паром, от безразмерного времени  $x = \delta\sqrt{t}/H$  для различных долей скрытой теплоты парообразования  $\xi$ .

Расчеты проведены по модели Херни [4.24]

Значения функции  $F$ , полученные Херном (см. рис. 4.16 и 4.17), дают правильное представление об исчезновении зоны, заполняемой паром, если степень его сухости стремится к нулю. Отметим, что значение отношения  $A_v/A$  не зависит от  $Q$ .

Совместное представление результатов, полученных Херном, как функции относительных координат  $A_v/A$  и  $\xi/(1 - x^2 \operatorname{erfc} x)$  позволяет установить следующее соотношение для любых  $x$ , лежащих в интервале от  $x_0$  до 10:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\hat{A}_0}{\hat{A}} &\approx \left( \frac{\xi}{1 - x^2 \operatorname{erfc} x} \right)^{1,05} \left( 2 - \frac{\xi}{1 - x^2 \operatorname{erfc} x} \right) \quad \text{для } x_0 \leq x \leq 10 \\ \hat{A}_0 &= \hat{A} \quad \text{для } x < x_0 \end{aligned} \right\}$$

где

$$x = \delta\sqrt{t}/H,$$

$$\xi = X^*L^0*/(X^* - X_r) \quad (4.88)$$

<sup>1</sup>Как будет видно в дальнейшем (см. уравнение (4.94),

$$\xi = \frac{X^*L^0*}{X^* - X_r} \frac{\dot{Q}}{Q_n},$$

если рассчитывать поверхность  $\hat{A}$  горячей зоны, используя для расчетов тепловой поток, идущий непосредственно на нагрев пласта  $Q_n$ , а не общий тепловой поток, поступающий в пласт  $Q$ .

Используя приближенные выражения (3) и (16), приведенные в табл. 4.4 для нахождения функций, входящих в формулы для  $A_v/A$  и  $A$ , можно определить максимальное отклонение от результатов, представленных в работе Херна [4.2.4].

В реальных промысловых условиях степень сухости пара на входе в пласт обычно варьируется от 40 до 70 %. Этот диапазон обусловлен, во-первых, тем, что степень сухости пара на выходе из парогенератора составляет, как правило, 80 %, и, во-вторых, тепловыми потерями в скважине. При заданной  $X^*$  скрытая теплота парообразования уменьшается при увеличении давления (см. рис. 3.2); например, для  $X^* = 0,5$  параметр  $\xi$  уменьшается от 0,6 до 0,35 при росте давления от 10 до 100 бар. Кроме того, температура насыщения  $T_v^*$  и разность температур  $T_v^* - T_r$  увеличиваются при возрастании давления. Тогда из (4.62) и (4.88) следует, что площади поверхностей  $A$  и  $A_v$  заметно уменьшаются при увеличении давления; а так как количество вытесненной нефти непосредственно связано с этими величинами, метод нагнетания пара в нефтеносный пласт теряет свои преимущества при повышении давления. Зависимость давления в зоне, занятой паром, от глубины залегания пласта приводит к дополнительному условию, ограничивающему глубину разработки месторождений и не зависящего от рассмотренных выше ограничивающих факторов, связанных с тепловыми потерями вдоль ствола скважины (рис. 4.18).

Если пренебречь предварительным нагревом окружающих пород перед подходом фронта конденсации пара, то интеграл в (4.85) принимает вид

$$\int_0^t \frac{1}{\sqrt{t-\tau}} \frac{dA_r}{d\tau} d\tau.$$

Это позволяет получить следующую оценку  $A_v^0$  поверхности зоны, занятой паром, для  $t > t_c^0$ :

$$A_v^0 = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{\dot{m} X^* \mathcal{L}^* \sqrt{i}}{[\sqrt{a_{r_1}} (\rho c)_{r_1} + \sqrt{a_{r_2}} (\rho c)_{r_2}] (T_v^* - T_r)}. \quad (4.89)$$

Новое критическое время  $t_c^0$  определяется условием  $A_v^0(t_c^0) = A(t_c^0)$ , причем  $A_v^0(t) = A(t)$  при  $t < t_c^0$ . Выражение (4.89) не зависит от теплоемкости единицы объема пласта и от толщины зоны, занятой паром<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Некоторые авторы при оценке площади  $A_v$  прибегают к простой замене  $\dot{Q}$  величиной части скрытой теплоты парообразования  $\dot{m} X^* \mathcal{L}^*$  в выражении для площади поверхности зоны повышенной температуры  $A$  [4.19], [4.26], [4.27]. Однако этот прием полностью лишен теоретического обоснования; при таком способе оценки получаем, что для любого момента времени  $A_v/A = \text{idem}$  и всегда меньше истинной асимптоты  $A_v^0/A$ .

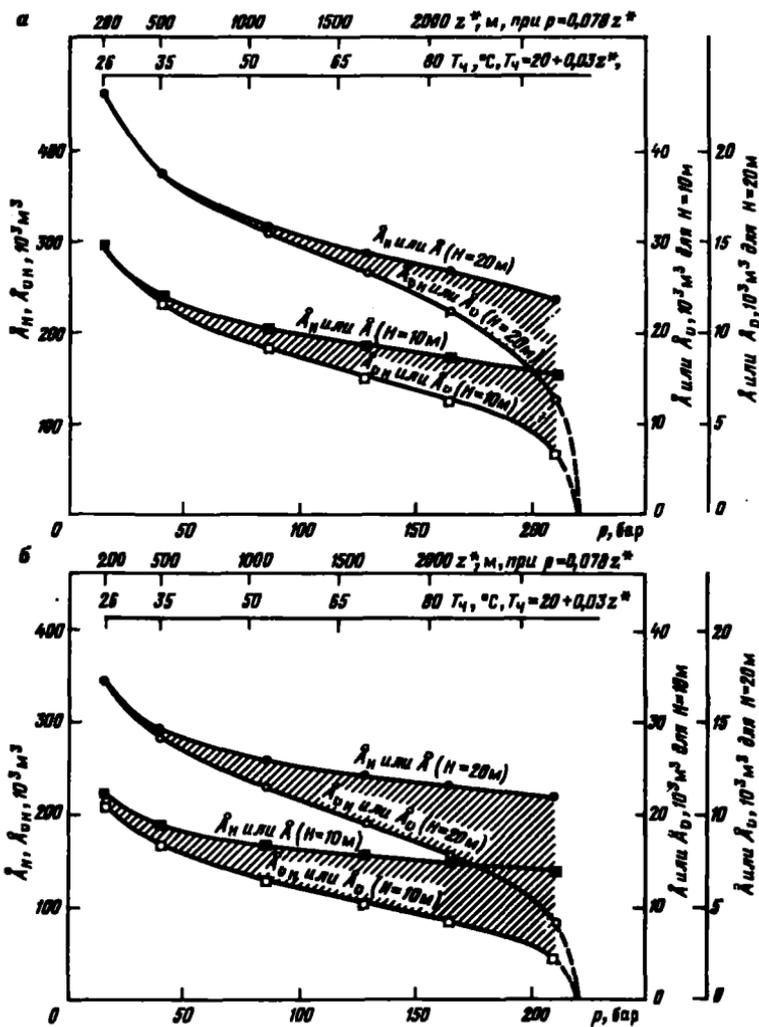


Рис. 4.18. Объемы и площади поверхностей зоны, занятой паром, и зоны повышенной температуры после пятилетнего периода непрерывного нагревания пара в пласт со скоростью 100 т/сут:

а — сухость пара в пласте  $X^* = 0,8$ ; б — сухость пара в пласте  $X^* = 0,5$  (заштрихованная область — зона, занятая паром)

В рассмотренных моделях не учитывали присутствие силы тяжести, так как в них было принято допущение о постоянстве и однородности плотности пара и горячей воды, распространяющихся внутри формации. Однако на практике пар стремится распространяться в верхние области пласта [4.28] — [4.30], зона воды занимает его нижние слои, а также

область вблизи границ зоны насыщенного паром. Во многих случаях допущение вертикальности фронтов дает удовлетворительные результаты, так как наклон фронта конденсации по отношению к вертикали вносит, как правило, несущественную погрешность в расчетный относительный объем зоны, заполненной паром [4.25]. Когда влажный пар нагнетается в верхние области пласта, все приведенные соотношения сохраняют силу, если использовать в качестве  $H$  величину, меньшую толщины пласта; необходимо только правильно выбрать приближенное значение корректирующего коэффициента  $\delta$ .

Форма фронта конденсации была рассчитана на основе теории течения в учете расслоения [4.28]. Наклон фронта конденсации при радиальном движении теплоносителя зависит от безразмерного параметра  $\Psi$ :

$$\Psi = \left( \frac{\mu_v \dot{m} X^*}{\pi(\rho_a - \rho_v) \rho_v g k_v h^2} \right)^{1/2}. \quad (4.90)$$

где  $\rho_v$  и  $\mu_v$  — плотность и динамическая вязкость водяного пара;  $k_v$  — эффективная проницаемость среды для данной фазы<sup>1</sup>;  $\dot{m}$  — массовый расход пара сухостью  $X^*$ , поступающего в слой толщиной  $h$ ;  $\rho_h$  — плотность нефти.

При малых  $\Psi$  в нагнетательной скважине всегда (даже по истечении длительного периода нагнетания) присутствует вода. В этой модели, часто используемой для слоев толщиной более 20 м,  $H_{ст.}$  — высота столба пара в скважине — подчиняется соотношению

$$\frac{H_{puits}}{h} \approx 1,7 \Psi \quad \text{при } \Psi < 0,59. \quad (4.91)$$

Если  $0,6 < \Psi < 1,5$ , пар также проникает в скважину на высоту  $h$ , однако средний коэффициент охвата вытеснением паром по толщине меньше единицы, так как фронт конденсации перемещается быстрее вдоль кровли, чем вдоль подошвы пласта [4.28].

Пусть  $A_{v,r}$  и  $A_{v,m}$  — соответственно площади зоны, занятой паром у кровли и подошвы пласта (см. рис. 4.15, б). Каждая из этих поверхностей должна, с одной стороны, удовлетворять уравнению (4.85) для тепловых потерь в каждую из окружающих пород, являясь пределом интегрирования, а с другой — требованию наклона фронта конденсации. Подобный принцип расчета был использован в одной из моделей вытеснения паром [4.29].

Нейман [4.30] применил уравнение (4.89) для определения максимального увеличения зоны, занятой паром, распространяющейся от кровли пласта в горизонтальном и вертикальном направлениях.

<sup>1</sup>Различные величины должны быть выражены в единой системе единиц. Например:  $[\mu_v] = \text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $[\dot{m}] = \text{кг/с}$ ;  $[\rho_v] = \text{кг/м}^3$ ;  $[g] = \text{м}\cdot\text{с}^{-2}$ ;  $[k_v] = \text{м}^2$  ( $1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2$ );  $[h] = \text{м}$ .

Из рассмотренного ясно, что большое число работ посвящено разработке аналитических или частично аналитических моделей нахождения объема зоны высокой температуры, образующейся при нагнетании в нефтеносный пласт пара. Результаты, полученные в рамках этих моделей, использованы для оценки эффективности вытеснения нефти. В общем случае по истечении времени нагнетания  $t$  объем  $v_h(t)$  нефти, вытесненной паром или горячей водой, равен при поршневом вытеснении при  $A_v < A$  или  $t > t_c$

$$v_h(t) = \Phi H_n \left\{ \begin{aligned} & \dot{A}_v(t) \left( \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{S_{h_r}}{B_{o_v}} \right) + \left( \dot{A}(t) - \dot{A}_v(t) \right) \\ & \left( \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{S_{h_r,c}}{B_{o_c}} \right) \end{aligned} \right\}, \quad (4.92a)$$

при  $A_v = A$  или  $t < t_c$

$$v_h(t) = \Phi H_n \dot{A}(t) \left( \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{S_{h_r}}{B_{o_v}} \right), \quad (4.92b)$$

причем  $v_h(t)$  измеряется в условиях залегания. Здесь  $\Phi$  — пористость коллектора;  $S_{h_r}$  и  $S_{h_r,c}$  — остаточные нефтенасыщенности в зонах, заполненной паром и занятой горячей водой;  $B_{o_v}$ ,  $B_{o_c}$  — объемные коэффициенты месторождения;  $S_{h_i}$  и  $B_{o_i}$  — характеристики начального состояния нефти в месторождении;  $H_n$  — полезная толщина пласта (иногда меньшая, чем полная  $H$ ).

Количество вытесненной нефти, вычисленное по (4.92) при заданной величине поступающего в пласт тепла, возрастает при увеличении степени сухости пара  $X^*$ , если длительность его нагнетания превышает критическое время  $t_c$ .

В приближенных расчетах при рассмотрении зон, занятых паром и водой, стоит пользоваться суммарной толщиной  $H$ , равной мощности пласта  $h$ , если отношение  $H_{CT}/h > 0$ . Это сводится к тому, что нагнетаемый влажный пар проникает в слой на расстояние, которое может вдвое превосходить высоту, рассчитанную для скважины в случае присутствия только одной паровой фазы. В противоположном случае  $H < h^1$ . При неизменных условиях нагнетания значения  $A(t)$  и  $A_v(t)$  будут получены при помощи соотношений (4.62) и (4.88), а также из приближенных формул, приведенных в табл. 4.4. Эти формулы позволяют оценить величины, входящие в выражения для  $A(t)$  и  $A_v(t)$  функций. Для нахож-

<sup>1</sup> Если  $H < h$ , то профиль температуры в частях пласта, расположенных под областями, куда проникает нагнетаемый теплоноситель, находится с помощью соотношения (4.57), в котором  $a_T$  — коэффициент температуропроводности нижележащей области,  $\tau$  — момент времени, в который зона повышенной температуры достигает заданного контура поверхности  $A$ . Это позволяет оценить процесс распространения зоны повышенной температуры, возникающей исключительно за счет теплопроводности, под областью с остаточной нефтенасыщенностью после термодействия.

дения объема добытой нефти  $v_{hp}(t)$  рекомендуется учитывать время  $t_i$  между вытеснением нефти паром и ее извлечением из скважины<sup>1</sup>. Например, можно записать

$$v_{hp}(t) = v_n(t - t_i) = \Phi N_n \bar{A}(t - t_i) \left[ \frac{\Delta S}{B_0} \right]_n \quad \text{при } t - t_i \leq t_r; \quad (4.93a)$$

$$v_{hp}(t) = v_n(t - t_i) = \Phi N_n \left\{ \bar{A}_r(t - t_i) \left[ \frac{\Delta S}{B_0} \right]_n + \right. \\ \left. + [\bar{A}(t - t_i) - \bar{A}_r(t - t_i)] \left[ \frac{\Delta S}{B_0} \right]_n \right\} \quad \text{при } t - t_i > t_r. \quad (4.93b)$$

Член  $\Delta S/B_0$  — разность между остаточной и начальной нефтенасыщенностями, отнесенная к условиям залегания — определен по (4.92); площади  $\bar{A}$  и  $\bar{A}_r$  зависят от суммарной толщины  $H$  зоны повышенной температуры. Когда нельзя пренебречь энтальпией добытой нефти, в расчете площади  $\bar{A}$  необходимо учитывать  $\dot{Q}_n$ , определенное по (4.78), вместо  $\dot{Q}$ . В этом случае, если вместе с полученными углеводородами не учитывается содержащаяся в них энтальпия, параметр  $\xi$ , входящий в выражение для  $\bar{A}_v/\bar{A}$  (4.88), имеет вид

$$\xi = \frac{\dot{m} X^* \mathcal{L}^{0*}}{\dot{Q}_n} = \frac{X^* \mathcal{L}^{0*}}{\mathcal{H}^* - \mathcal{H}_r} \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_n}. \quad (4.94)$$

Эффективность нагнетания пара обычно характеризуется отношением количества полученной нефти к количеству использованного пара (рис. 4.19). Этот безразмерный параметр выражается в кубических метрах нефти на кубические метры эквивалентной воды или в кубических метрах нефти на тонны использованной воды.

Применяются также и другие критерии эффективности нагнетания теплоносителей (см. раздел 4.4.1).

Модели вытеснения. Для полного описания извлечения нефти при нагнетании в пласт теплоносителей необходимо учитывать гидродинамические аспекты течения жидкостей в толще нефтеносного слоя. В модели, учитывающие подобные эффекты, непременно входит в качестве составной части термодинамическое описание всей системы в целом, подобное тем, что были рассмотрены выше.

В модели вытеснения, разработанной Виллиманом для прогнозирования распределения насыщения вне зоны, заполняемой паром, распространяющимся в радиальных направлениях, применяли уравнение Бак-

<sup>1</sup>Время  $t_i$  может быть оценено, исходя из времени, необходимого для нагнетания в виде пара эквивалентного количества воды, соответствующего заданной доле объема пор коллектора (например, 0,15 объема пор).

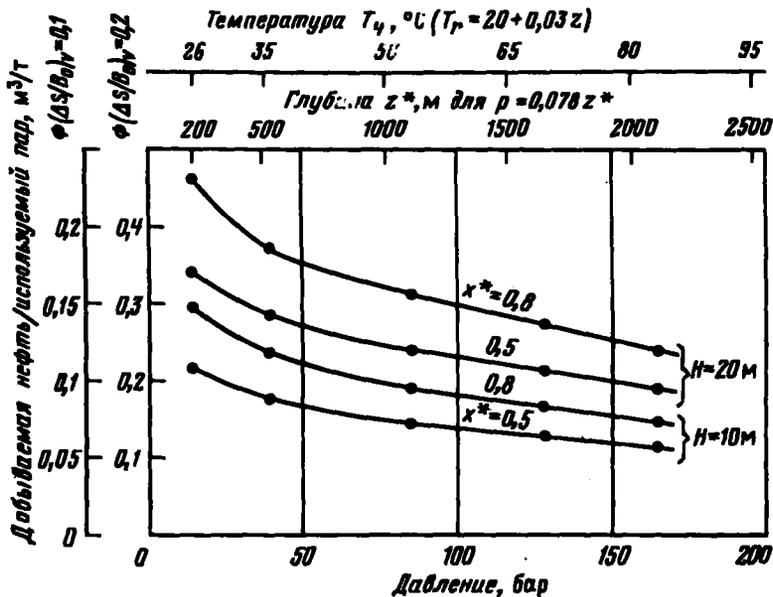


Рис. 4.19. Эффективность метода вытеснения нефти водным паром после пилитического периода непрерывного нагнетания пара с расходом 100 т/сут, рассчитанная по (4.93).

Расчетные параметры использованы те же, что и на рис. 4.18. Время реагирования – 250 сут; коэффициент использования пара – 0,9–0,91. Предполагается, что в зоне, заполняемой горячей водой,  $[\Delta S/B_0]_c = 0,5 [\Delta S/B_0]_p$

ляя–Леввергта [4.19]. Тогда, используя единую систему единиц измерений всех величин, можно записать следующее соотношение<sup>1</sup>:

$$\frac{\partial r_{S_e}^2}{\partial t} = \frac{v_e}{\pi \Phi H} \left( \frac{\partial f_e}{\partial S_e} \right)_{S_e}, \quad (4.95)$$

где  $r_{S_e}$  – радиус зоны с водонасыщенностью  $S_e$  и локальной температурой  $T$ ;  $f_e$  – расход воды, связанный с относительными проницаемостями и локальными коэффициентами вязкости в момент времени  $t$  следующим соотношением:

$$f_e(S_e) = \frac{v_e}{1 + \frac{k_{r_h} \mu_e}{k_r \mu_h}}, \quad (4.96)$$

где  $v_e$  – объемный расход воды в направлении радиуса  $r$  в момент времени  $t$ .

<sup>1</sup>В [4.19] имеется ошибка в числовом коэффициенте, входящем в (4.95), вследствие того, что авторами не была использована единая система единиц измерений.

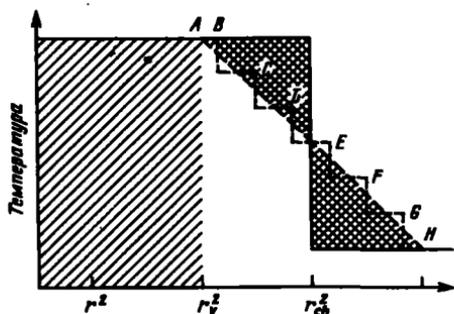


Рис. 4.20. Аппроксимация ступенчатой функции распределения температур в зоне, заполненной горячей водой [4.19]

Решение этих уравнений в общем виде выглядит следующим образом:

$$r^2 S_e = \frac{I}{\pi \Phi H} \int_0^t v_e \left( \frac{\partial f_e}{\partial S_e} \right)_{S_e} dt \quad (4.97)$$

При работе с данным уравнением в первую очередь определяют зависимость от времени эквивалентных радиусов фронта конденсации  $r_v$  и поверхности, ограничивающей зону прогрева  $r_{ch}$ . Чаще других для этой цели используют соотношения (62) и (4.88), считая  $r_v = \sqrt{A_v/\pi}$  и  $r_{ch} = \sqrt{A/\pi}$ . Вместо скачка температуры  $T_v^* - T_r$  на границе горячей зоны здесь рассматривают линейную зависимость температуры от  $r^2$ . При этом  $T = T_v^*$  для  $r = r_v$  и  $T = (T_v^* + T_r)/2$  для  $r = r_{ch}$  (рис. 4.20). Для нахождения  $\partial f_e / \partial S_e$  и  $v_e$  в зоне прогрева это линейное распределение температуры аппроксимируют последовательностью температурных „ступенек“ таким образом, чтобы количество тепла, содержащееся в зоне прогрева при подобном распределении температуры на ее границах, было равно количеству тепла в зоне прогрева при скачкообразном понижении температуры на границе; в этом случае данные функции находят последовательно на каждом изотермическом участке. В первом приближении в модели Виллимана допускается, что относительная проницаемость не зависит от температуры, так что при построении семейства кривых  $f_e = f(S_e)$  учитывают только изменения вязкости.

Расход воды  $v_e$  обусловлен, с одной стороны, наличием влажного пара и с другой — присутствием воды, перемещаемой вследствие изменения во времени насыщенности во всем объеме зоны повышенной температуры. Этот расход может быть определен только исходя из баланса масс, который строго записывается лишь при известных насыщенностях. Расчет усложняется вследствие изменения температуры и, соответственно плотности в зоне, заполненной горячей водой.

Рассмотрим внутри зоны повышенной температуры объем, ограниченный окружающими породами, скважиной и цилиндрической поверхностью.

Взяв за основу принятую схему (данный профиль температуры, независимость от температуры относительных проницаемостей) для оценок величин некоторых относительно малых членов баланса масс, можно ограничиться довольно грубыми приближениями. Сделаем следующие дополнительные предположения:

в зоне, занятой паром при температуре  $T_v^*$ , содержание воды, плотность которой  $\rho_e(T_v^*)$ , характеризуется насыщенностью  $1 - S_{h_{r,v}} - S_v$ , где  $S_v$  — средняя паронасыщенность  $\rho_v(T_v^*)$  единицы объема  $S_{h_{r,v}}$  — остаточная нефтенасыщенность;

в данной точке зоны, заполненной горячей водой, ее расход мало зависит от времени, так как плотность воды изменяется достаточно медленно; подобное допущение применимо и к изменениям насыщенностей, особенно для вязкой нефти [4.19].

Таким образом, можно пренебречь изменением во времени водосодержания в элементе объема зоны, заполненной водой, и использовать схему типа „поршень“, причем считать, что поршень расположен на уровне фронта конденсации, где нефтенасыщенность равна  $S_{h_{r,c}}$ .

Тогда, если  $m_e$  — массовый расход влажного пара, нагнетаемого в пласт, баланс масс записывается следующим образом:

$$\rho_e(T) \dot{v}_e = \dot{m}_e + \{ \rho_e(T_v^*) [S_v - (S_{h_{r,c}} - S_{h_{r,v}})] - \rho_v(T_v^*) S_v \} \pi \Phi H \frac{dr_v^*}{dt} \quad (4.98)$$

Если пренебречь членом  $\rho_v, S_v$ , малым относительно аналогичного члена для воды, получаем выражение, незначительно отличающееся от соотношения, использованного Виллиманом. Расчеты проведены по модели [4.19] при следующих условиях: толщина пласта 15 м; пористость коллектора 15 %; начальное нефтенасыщение 80 %; температура 38 °С; давление нагнетания пара 28 бар;  $S_v = 50\%$ ;  $S_{h_{r,v}} = 18\%$ ;  $S_{h_{r,c}} = 28\%$  (рис. 4.21). Вытеснение нефти при нагнетании в пласт пара описывается во многих подобных моделях, основанных на аналогичных уравнениях; их решают или численным [4.27], или графическими [4.32] методами.

Необходимо отметить, что методика, разработанная для анализа перемещения воды и нефти в зоне повышенной температуры, применима для исследования вытеснения нефти горячей водой и паром. Например, Фурье был предложен численный метод решения уравнения (4.95) совместно с решением Малофеева для температурного профиля (модель Ловерье для радиальной конфигурации распространения теплоносителя, раздел [4.33]). Этот метод позволяет получить профили насыщенностей при нагнетании горячей воды.

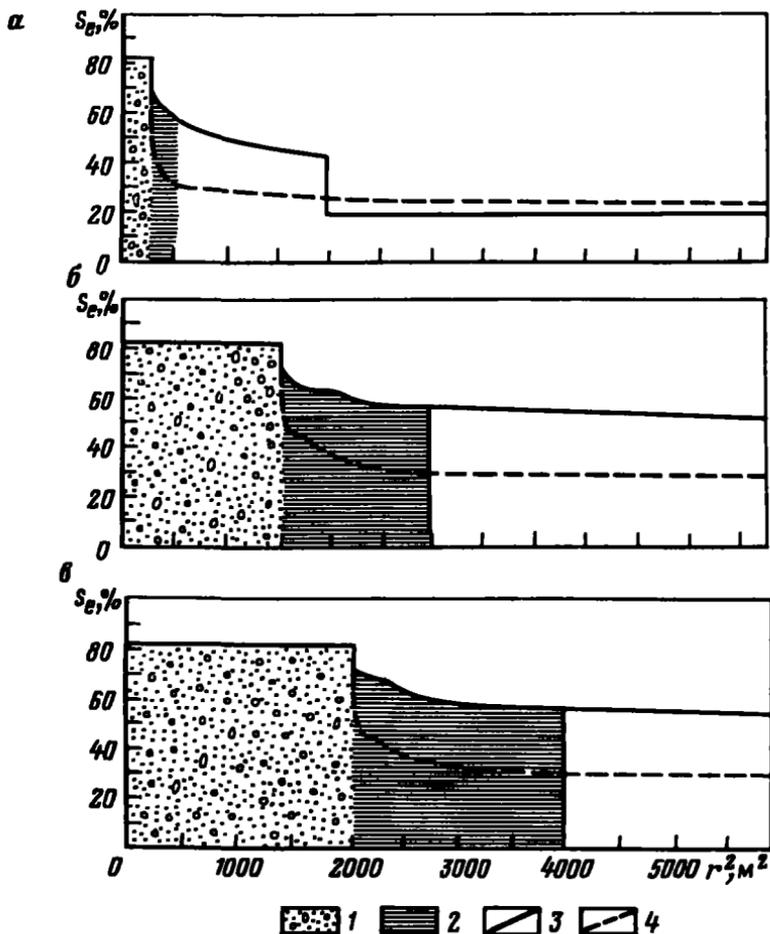


Рис. 4.21. Распределение насыщенных после 60 (*а*), 400 (*б*) и 600 сут (*в*) нагнетания пара для двух видов нефти [4.31]:

$S_D = 50\%$ ;  $S_{h,D} = 18\%$ ;  $S_{h,r,c} = 28\%$ ; 1 – зона, занятая паром; 2 – зона, заполненная водой; 3 – нефть вязкостью 3 сПз; 4 – нефть вязкостью 1700 сПз

#### 4.2.2. Простые модели паротеплового воздействия на пласт

Для определения степени увеличения нефтеотдачи за счет обработки нефтеносного пласта водяным паром были разработаны различные аналитические и полуаналитические модели процесса.

**Фаза нагнетания.** Фазой нагнетания обычно называют период, в течение которого в продуктивном пласте образуются и развиваются зоны цилиндрической симметрии с радиусом  $r_{ch}$ , температура которых

постоянна и равна  $T_v^*$ . Для нахождения площади поверхности  $A^{\circ}(t_{inj}) = \pi r_{ch}^2$  горячей зоны по истечении времени нагнетания обычно используют уравнение (4.62) [4.34] – [4.38].

В [4.39] предложено определять эквивалентный объем зоны повышенной температуры, пренебрегая теплопотерями в течение фазы нагнетания и считая, что  $t_{inj}$  мало по сравнению с общей продолжительностью воздействия на пласт. Тогда

$$\pi r_{ch}^2 H \approx \dot{Q} t_{inj} / [(\rho c)^* (T_v^* - T_r)].$$

Если проводят серию последовательных циклов воздействия, можно учитывать количество тепла, сохраняющееся в пласте к началу очередного цикла. Влияние такого предварительного подогрева оценивают при допущении, что в начале  $i$ -го цикла нагнетания температура в слое постоянна и равна  $T_{i-1} > T_r$ , а градиент  $(\partial T / \partial z)_F$  в окружающих породах постоянен в области, ограниченной изотермической поверхностью, на которой  $T = T_r$  [4.40] (рис. 4.22). Следует отметить, что во всех принятых гипотезах считают, что объем зоны, подвергшейся прогреву в тече-

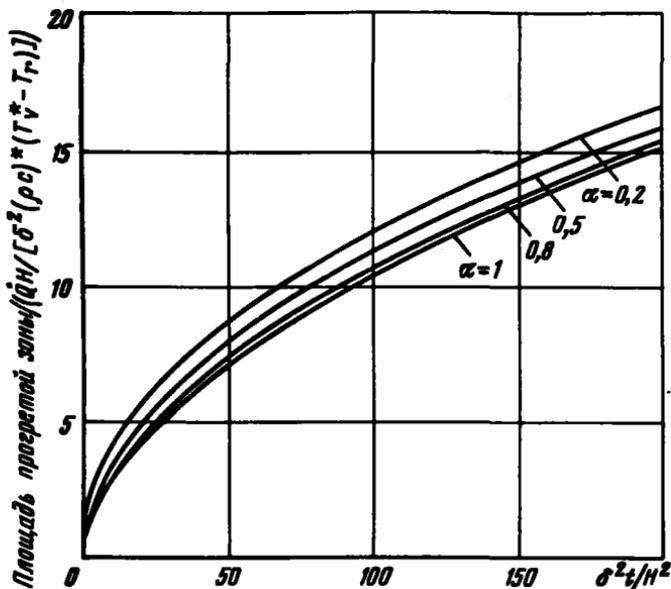


Рис. 4.22. Влияние предварительного прогрева нефтеносного пласта на расширение зоны, занятой паром [4.40], при различных  $\alpha = \frac{T_v^* - T_{i-1}}{T_v^* - T_r}$ .

Предполагается идентичность теплофизических свойств окружающих пород, слагающих кровлю и подошву пласта: теплоемкости  $(\rho c)_F$ , температуропроводности  $a_F$ , параметра теплопереноса  $\delta = 2\sqrt{a_F} [(\rho c)^* / (\rho c)_F]$ ; приведенный температурный градиент в окружающих породах:

$$\frac{(\rho c)^* H}{2(\rho c)_F (T_v^* - T_r)} \left( \frac{\partial T}{\partial z} \right)_F = 0,4$$

ние  $i$ -го цикла, никогда не превосходит объем зоны, прогретой за предыдущий цикл нагнетания. Такое допущение вполне возможно, поскольку в наиболее часто реализуемой ситуации, когда радиус зоны повышенной температуры  $r_{ch,i}$  возрастает от цикла к циклу, влияние предварительного прогрева проявляется незначительно.

Можно учитывать тепловой эффект предшествующих циклов, считая [4.35], что тепло  $Q_i$ , аккумулированное в слое за  $i$ -й цикл, равно сумме тепла, имевшегося в зоне повышенной температуры после предыдущего цикла, и части энтальпии теплоносителя, поступающего в пласт, которая непосредственно расходуется на его нагрев:

$$\begin{aligned} Q_i &= \pi(r_{ch,i-1})^2 H(\rho c) * (T_{i-1} - T_r) + \dot{Q}_i \tau_i, \\ &= \pi(r_{ch,i})^2 (\rho c) * (T_i^* - T_r) \end{aligned} \quad (4.99)$$

где  $\dot{Q}_i$  — поток тепла, поступающего в пласт в  $i$ -м цикле, определенный по (4.60);  $\tau_i$  — полезное время нагнетания в  $i$ -м цикле, определенное по (4.67);  $r_{ch,i}$  — радиус поверхности зоны повышенной температуры  $T_i^*$  после  $i$ -го цикла. Этот метод расчета не учитывает предварительный прогрев окружающих пород при предыдущих циклах нагнетания.

Фаза прогрева и извлечения нефти. Тепловые потери, обусловленные теплопроводностью в радиальных направлениях и по вертикали, а также унос части тепла вместе с извлекаемой нефтью приводят к понижению со временем средней температуры  $\bar{T}$  горячей зоны. Исходя из теплового баланса системы, Боберг и Ланцц предложили следующее общее выражение для средней приведенной температуры, устанавливающейся в фазе прогрева [4.34]:

$$\frac{T - T_r}{T_i^* - T_r} = \Lambda_r \Lambda_s (\Gamma - \Pi) - \Pi, \quad (4.100)$$

где

$$\Lambda_r = f(Fo_r)$$

$$\Lambda_s = f(Fo_s)$$

$$\Pi = \frac{\Gamma}{2} \frac{\int_0^t \dot{Q}_p dt}{\dot{Q}_{in,i}} \quad (4.101)$$

Приведенные тепловые потери за счет радиальной теплопроводности  $\Lambda_r$  и теплопроводности в вертикальном направлении  $\Lambda_s$  зависят от соответствующих чисел Фурье  $Fo_r = at/r_{ch}^2$  и  $Fo_s = 4at/H_{eq}^2$ , где  $H_{eq}$  — эквивалентная толщина пласта в области повышенной температуры (рис. 4.23),  $a$  — коэффициент температуропроводности, постоянный во всей рассматриваемой области;  $t$  — текущее время, отсчитываемое от конечного момента фазы нагнетания.

Мгновенное значение потока количества тепла  $\dot{Q}_p$ , уносимого углеводородами и водой, извлекаемыми из пласта, определяется следующим соотношением:

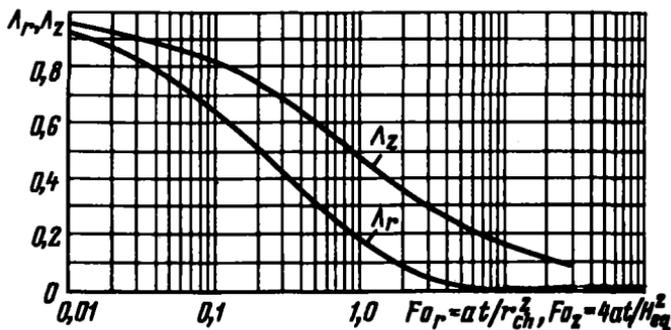


Рис. 4.23. Зависимость приведенных параметров  $\Lambda_r$  и  $\Lambda_z$  от чисел Фурье  $Fo_r$  или  $Fo_z$  [4.34].

Эквивалентная толщина пласта  $H_{eq}$ , входящая в выражение для  $Fo_z$ , определяется соотношением:

$$H_{eq} = \frac{\dot{Q}_{inj}}{\pi r_{ch}^2 (\rho c)^* (T_v^* - T_r)}$$

$$\dot{Q}_v = \sum \dot{m}_j (\mathcal{H}_j, \frac{1}{2} - \mathcal{H}_j, \tau_r), \quad (4.102)$$

где  $\dot{m}_j$  — массовый расход  $j$ -й жидкости, энтальпия которой равна  $\mathcal{H}_j, T$  при средней температуре  $\bar{T}$  и  $\mathcal{H}_j, T_r$  при температуре  $T_r$  пласта.

При рассмотрении обычных месторождений, внутренняя энергия которых позволяет добывать нефть без термического воздействия, на основе уравнений, описывающих течение жидкости в квазиустановившемся режиме, можно заранее определить степень увеличения нефтеотдачи после обработки таких месторождений паром. Отношение показателей продуктивности<sup>1</sup>  $I_p(t)$  после нагнетания пара и  $I_{p,0}$  — перед нагнетанием записывается в следующем виде (при постоянстве давления вдоль радиуса дренирования  $r_d$ ):

$$\frac{I_p(t)}{I_{p,0}} = \left[ \frac{\ln(r_d/r_{ch})}{\ln(r_d/r_p^*)} + \frac{\mu_{h, \bar{T}}}{\mu_{h, T_r}} \frac{\ln(r_{ch}/r_p^*)}{\ln(r_d/r_p^*)} \right]^1, \quad (4.103)$$

где  $\mu_{h, \bar{T}}$  и  $\mu_{h, T_r}$  — коэффициенты эффективной вязкости нефти при температурах  $\bar{T}$  и  $T_r$ ;  $r_d, r_{ch}, r_p^*$  — соответственно радиус дренирования, радиус зоны повышенной температуры и эквивалентный радиус скважины, в котором учтены эффекты на ее стенках, т.е.

$$r_p^* = r_p e^{-S}, \quad (4.104)$$

где  $S$  — коэффициент стенки (скин-эффект).

<sup>1</sup>Показатель продуктивности определяется как отношение расхода извлекаемой нефти к разности между давлением на „радиусе дренирования“ и давлением на забое скважины.

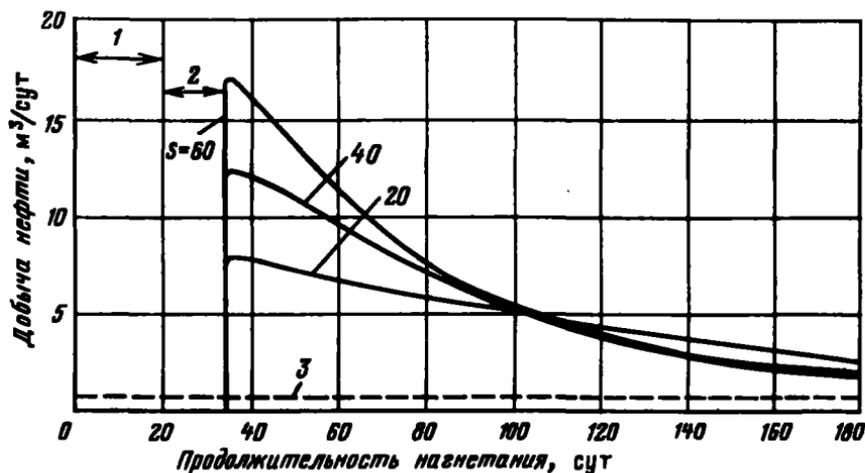


Рис. 4.24. Влияние коэффициента стенки скважины глубиной 264 м с эффективным радиусом 13,7 см на степень реакции месторождения при паротепловом воздействии [4.34] для семи нефтенасыщенных независимых горизонтов с идентичными характеристиками, разделенных непроницаемыми слоями. Толщина каждого нефтеносного горизонта ~ 15 м, уровень добычи нефти из каждого горизонта до паротеплового воздействия 0,68 м³/сут; вязкость нефти 900 сПз при 36 °С и 13 сПз при 149 °С. Объем нагнетания пара 30 т/м, сухость пара равна единице в устье скважины, где давление составляет 31 бар, а температура 232 °С. Длительность нагнетания 21 сут, длительность прогрева 13 сут:

1 — нагнетание; 2 — прогрев; 3 — добыча нефти до паротеплового воздействия

Увеличение нефтеотдачи, обусловленное уменьшением вязкости нефти, тем существеннее, чем больше коэффициент стенки (рис. 4.24).

Во многих случаях нефтедобыча после паротеплового воздействия на пласт возрастает вследствие улучшения проницаемости за счет снижения количества вязких отложений, закупоривающих поры коллектора в призабойной зоне [4.34]. Этот эффект соответствует снижению коэффициента стенки от начальной величины  $S_0$  до  $S_i$  после  $i$ -го цикла нагнетания. Тогда соотношение (4.103) принимает вид

$$\frac{I_{p, i}(t)}{I_{p, 0}} = \left[ \frac{\ln(r_d/r_{ch, i})}{\ln(r_d/r_p) + c'_0} + \frac{\mu_{h, \bar{r}} \ln(r_{o, i}/r_p) + c'_i}{\mu_{h, x_r} \ln(r_d/r_p) + c'_0} \right]^{-1} \quad (4.105)$$

Некоторые авторы использовали элементы теории Боберга и Лантца, поскольку их модели более полно описывают течение жидкостей во время разработки залежи, так как включают в себя описание течения в переходном режиме [4.35], учет изменения фазовых насыщенных в окрестности скважины [4.36], расчет давления нагнетания, а также определение расходов нефти и воды, извлеченных на поверхность, с учетом, в частности, уровня жидкостей в скважинах [4.41].

Целью ряда специальных работ являлось исследование математическими методами процесса нагнетания в пласт пара с учетом действия силы тяжести и механизма дренирования. Были разработаны различные модели расчетов формы поверхности раздела между зоной, занятой нефтью, и зоной повышенной газонасыщенности, расположенной в верхней части пласта [4.42] — [4.44]; такие работы позволяют также оценить уровень добычи нефти из скважины при тепловом воздействии.

#### 4.2.3. Численные модели нагнетания теплоносителя

Для изучения воздействия на нефтеносный пласт горячей водой или водяным паром был предложен ряд численных моделей и методов решения системы уравнений в частных производных, описывающих динамику процесса [4.45] — [4.53] и [4.58].

Сложность модели зависит от размерности решаемой задачи (одномерный, двумерный или трехмерный случай), количества перемещающихся фаз и числа компонентов в каждой из них, а также от количества учитываемых эффектов: влияния силы тяжести, капиллярных давлений, массообмена между фазами, сжимаемости породы, степени однородности и изотропности среды. На сложность модели влияет степень детализации описания рассматриваемых физических законов: выражений для функций состояния и законов, определяющих фазовые переходы, а также чувствительность системы к воздействию со стороны таких физических параметров, как эквивалентная теплопроводность, удельная теплоемкость, вязкость, плотность и эффективная проницаемость.

Соответствие модельных результатов физической реальности возрастает с полнотой описания явлений, но лишь при условии, что все необходимые для расчетов параметры могут быть определены достаточно надежно, кроме того, необходимо следить, чтобы наличие дискретности, связанной с численным решением системы уравнений в частных производных, не привело к проблемам сходимости или стабильности процесса сходимости. Более того, на дисперсию решений оказывают влияние значения температуры, так как почти все физические параметры в той или иной степени зависят от нее. Отметим в конце, что время счета увеличивается с увеличением числа уравнений по кубическому закону.

Для сокращения времени счета и улучшения устойчивости решений были разработаны специальные методы решения [4.48], [4.52]. Так, при конденсации пара возникают вопросы, связанные с резкими изменениями физических свойств воды, претерпевающей фазовые превращения. Для учета этого была предложена специальная комбинация уравнений материального баланса воды и пара, позволяющая исключить член, описывающий конденсацию, что является одним из возможных путей устранения некоторых технических трудностей использования численных методов [4.52].

В настоящее время наиболее разработан (табл. 4.5) метод Коаса [4.53], позволяющий получать сопоставимые результаты лабораторных исследований [4.53] и промысловых испытаний [4.53] и [4.55].

Таблица 4.5

Автор первой публикации	Модель*	Размерность модели	Число фаз	Число компонентов		Среда**
				нефти	газа	
[4.45]	$DE_C$	2	2	1	0	I
[4.46]	$DV$	1 (1)	3	1	2	II
[4.47]	$DV$	2	3			
[4.48]	$DE_C, SV, DV$	3	3	1	1	I
[4.49]	$DV, SV$	2 (2)	3	3	4	II
[4.50]	$DE_C, SV$ и т.д.	1 (1)	3	2	2	IV
[4.51]	$DV$	2 (2)	3	1	1	II
[4.52]	$DE_C, DV$	3	3	1	1	II
[4.53]	$DE_C, SV, DV$	3	3	3	3	II
[4.54]	$DV$	3	3	2	2	?
[4.58]	$DE_C, SV, DV$	3	3	1	1	III

\* $DE_C$  – вытеснение нефти горячей водой;  $SV$  – паротепловые воздействия;

\*\*I – гетерогенная, II – гомогенная, III – изотропная, IV – многостойкий

\*\*\* $p$  – давление;  $T$  – температура;  $s$  – насыщенность;  $i$  – число фаз

Этот метод был использован для изучения воздействия различных параметров (рис. 4.25) на эффективность вытеснения нефти при нагнетании пара [4.56], а также для определения влияния размещения скважин на нефтедобычу [4.57].

Зависимость эффективности паротеплового воздействия на пласт от сухости пара, начального внутрипластового давления и расхода нагнетаемого пара при работе пяти скважин была определена с помощью трехмерной численной модели (рис. 4.26). Можно заметить, что суммарное отношение количества добытой нефти к количеству закачанного пара возрастает с повышением сухости пара и понижением давления. Несколько отличными получаются результаты, если повышение извлекаемости нефти выразить в виде коэффициента эффективности, равного отношению теплотворной способности суммарного количества добытой нефти к количеству поступившей в нефтеносный пласт энергии<sup>1</sup>. Действительно, коэффициент эффективности иногда оказывается максимальным для сухости пара, меньшей единицы. Этот максимум смещается в

<sup>1</sup> В разделе 4.4 будет дано определение „коэффициента производительности“, равного отношению теплотворной способности добытой нефти к энергии, потребляемой парогенератором.

Учет действия					Параметры, *** от которых зависит			
Силы тяжести	Капиллярного давления	Очистки нефти	Растворения газа в нефти	Сжимаемости породы	Относительная проницаемость $k_r$	Вязкость нефти $\mu_n$	Вязкость нефти $\mu_g$	Плотность нефти $\rho_n$
+	+	-	-	+	S	T	-	T
+	+	-	-	-	S	T, p	T, p	T, p
+	+	-	-	-	S	T	T	T, p
+	+	+	-	+	S, T	T	T	T, p
-	-	-	+	-	S	T	T, 2i	T, p
-	+	-	-	+	S	T	T	T
+	+	-	+	+	S	T	T	T, p
+	+	+	+	+	S, T	T, li	T, p, 2i	T, p, li
+	+	+	+	+	S, T	T, li	?	T, p, li
+	+	-	-	+	S, T	T	T	T, p

DV – вытеснение нефти паром  
 ШИСТ

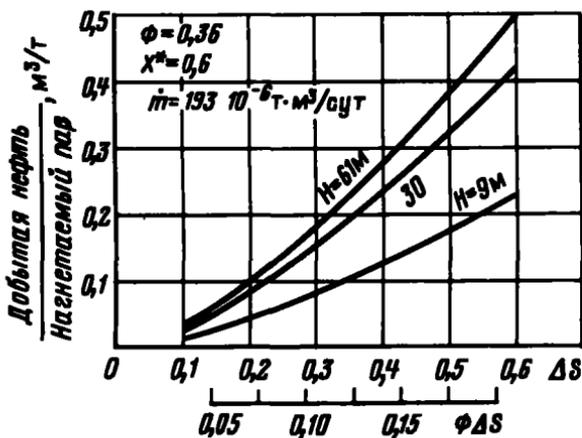


Рис. 4.25. Результаты расчетов эффективности использования пара для вытеснения нефти [4.56] при давлении нагнетания пара 14 бар; температуре пласта 24 °С; плотности нефти 14 API; пористости  $\Phi = 0,35$ ; полезной толщине пласта, равной суммарной. Физические параметры, входящие в уравнения, были взяты, исходя из экспериментальных величин, характерных для месторождения Керн Ривер (шт. Калифорния, США);  $\Delta S$  – разность между исходной и остаточной нефтенасыщенностью

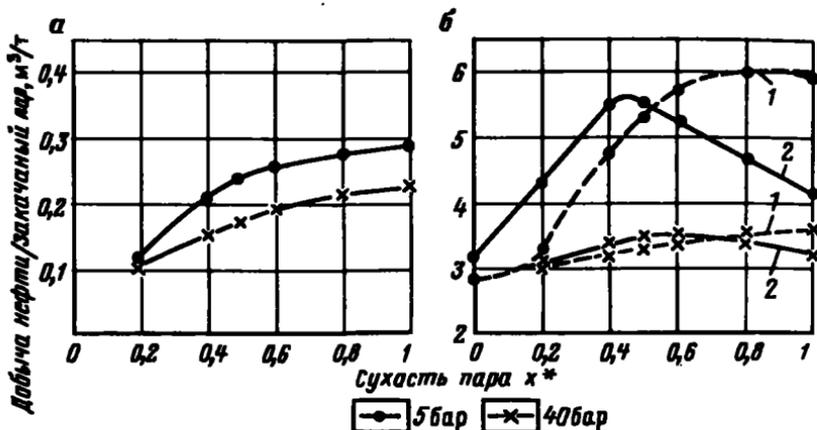


Рис. 4.26. Численное моделирование процесса вытеснения нефти паром. Влияние давления и степени сухости пара [4.58]:

*a* — отношение суммарного количества нефти к суммарному количеству пара, использованного за шесть лет его нагнетания; *b* — теплотворная способность суммарного количества добытой нефти/суммарное количество тепловой энергии при длительности нагнетания 3 года (кривые 1) и 6 лет (кривые 2)

Исходные данные: участок с пятью скважинами  $100 \times 100$  м; толщина пласта 20 м; пористость 35 %; проницаемость в горизонтальном направлении 2,5 в вертикальном 1 Д; вязкость нефти (при  $T = T_p$ ) 2000 сПз (при  $T = 25$  °С); исходная нефтенасыщенность 60 %; массовый расход при нагнетании 50 т/сут; начальное пластовое давление 5 или 40 бар; теплотворная способность нефти  $9080 \times 10^3$  ккал/м<sup>3</sup>

направлении уменьшения степени сухости, если длительность нагнетания возрастает, а давление падает. При низком давлении чувствительность к степени сухости пара значительно выше, чем при высоком. Снижение добычи при возрастании сухости пара вызвана, по-видимому, более ранним прорывом пара и увеличением количества выносимого тепла с добываемыми жидкостями. На существование оптимальной сухости пара было также указано Гомма [4.56], однако этот параметр зависит от давления и длительности нагнетания.

При вытеснении нефти водяным паром образуются слои нефти на периферии зоны повышенной температуры, сила тяжести оказывает существенное влияние на процесс вытеснения, а также достигаются высокие коэффициенты нефтеотдачи (рис. 4.27).

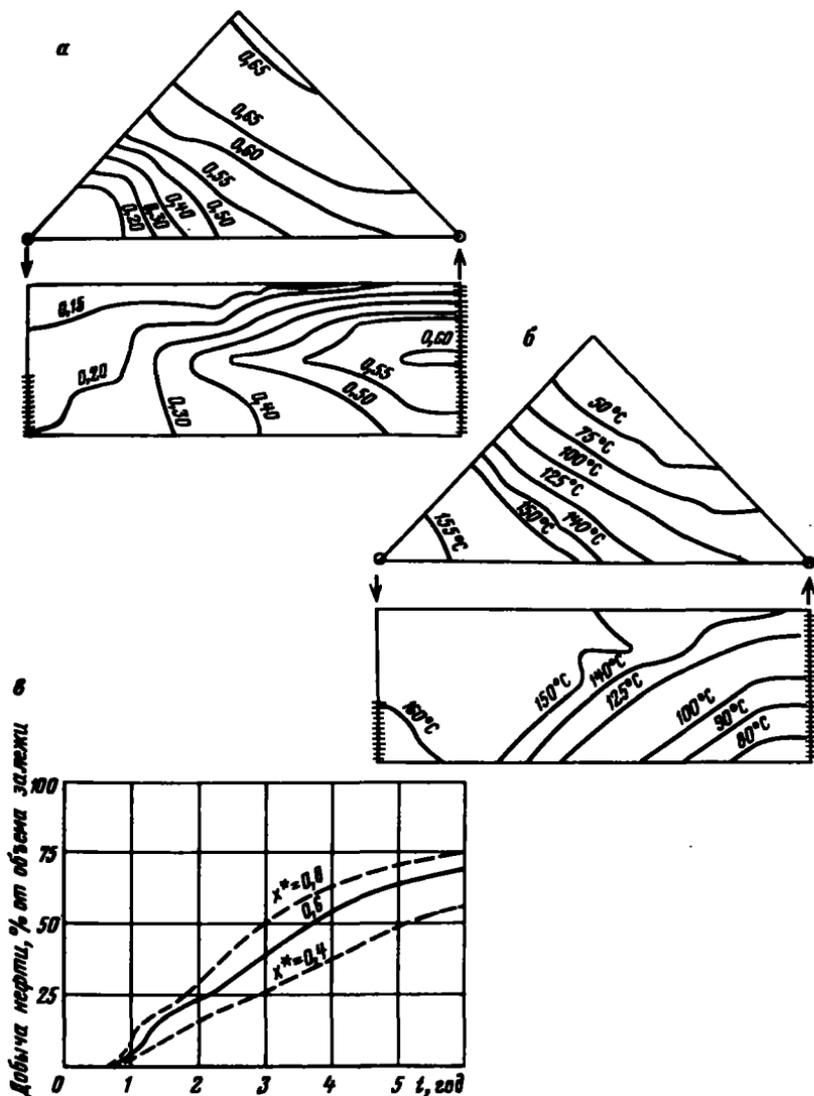


Рис. 4.27. Численное моделирование процесса вытеснения нефти паром. Модель Лемонье. Результаты получены во Французском институте нефти. Исходные данные см. рис. 4.26; начальное внутрипластовое давление 5 бар:

*a* – линии одинаковой нефтенасыщенности в средней горизонтальной плоскости (1/8 пятиточечной системы) и в вертикальной плоскости паронагнетания–нефтедобычи после 720 сут с начала закачки теплоносителя. Сухость пара на глубине составляет  $X^* = 0,6$ ; *b* – изотермы, полученные для условий, указанных на рис. 4.27, *a*; *в* – зависимость коэффициента нефтеотдачи пласта от времени *t* для различных значений сухости пара  $X^*$

#### 4.2.4. Физические модели

Общую теорию подобия использовали ранее для исследования изотермических процессов вытеснения нефти из пористых сред без учета фазовых переходов [4.59], [4.60]. С ней много работали до тех пор, пока благодаря увеличению мощности ЭВМ не стали отдавать предпочтение численным методам исследования.

Обращение к сложным методам разработки нефтяных месторождений, при которых проявляется широкий спектр физических эффектов, возродило интерес к физическим моделям, используемым, в частности, для изучения нагнетания теплоносителей в нефтеносный пласт [4.61]. Действительно, введение в численные модели большого количества уравнений приводит к опасности получения ошибочных результатов вследствие различной степени достоверности математического описания реальных эффектов.

Хотя физическая модель, описывающая лишь частный случай какого-либо месторождения, может быть использована для проверки правильности результатов, полученных численными методами, она чаще всего применяется лишь для качественной имитации процессов, протекающих в пласте.

Чтобы обеспечить переход от характеристик природного месторождения к характеристикам физической модели и обратно [4.62], [4.63], необходимо ввести ряд условий подобия. Дальнейшее весьма краткое их описание, не претендуя на освещение всех аспектов моделирования, лишь обрисует пределы применимости этого метода.

**Геометрическое подобие.** При моделировании необходимо соблюдать геометрическое подобие таких параметров месторождения, как протяженность залежи, расположение и размеры скважины, коэффициент пористости и угол падения пласта, неоднородность и анизотропия.

Основой геометрического подобия является сохранение отношения длины

$$\frac{L_m}{L_r},$$

где индекс  $m$  относится к модельным величинам, а индекс  $r$  — к реальным размерам.

О геометрическом подобии никогда не следует забывать, так как оно является основой всех вводимых требований подобия. Во всяком случае, учитывая в определенном масштабе диаметр скважины, необходимо сводить к этому же масштабу область вокруг нее, на характерном размере которой проявляется действие процессов, протекающих внутри самой скважины.

Подобие физических свойств жидкостей, газов и окружающих пород. Подобие объемных, теплофизических и гидродинамических характеристик жидкостей и окружающих пород требует:

для  $\rho_h, \rho_e, \rho_g, c_h, c_e, c_g, \lambda_h, \lambda_e, \lambda_g, \lambda_F, \rho_s, c_s, \rho_F, c_F, \mu_h, \mu_e, \mu_g$  при

любой температуре должны быть постоянны величины отношений

$$\frac{\rho_A}{\rho_s}, \dots, \frac{c_A}{c_s}, \dots, \frac{\lambda_A}{\lambda_s}, \dots, \frac{\rho_A c_A}{\rho_s c_s}, \dots, \frac{\mu_A}{\mu_s}, \dots,$$

где индекс  $h$  относится к нефти,  $e$  — к воде,  $g$  — к газу,  $s$  — к породе коллектора,  $F$  — к окружающим породам;

для системы двух жидкостей межфазное натяжение должно быть постоянным, а для системы твердое тело — жидкость — смачиваемость, т.е. угол смачивания;

для водяного пара при любых давлениях

$$\frac{L(T_v)}{\mathcal{H}_e(T_v) - \mathcal{H}_e(T_r)} \quad (4.106)$$

Здесь  $L(T_v)$  — скрытая теплота парообразования при постоянном давлении, а  $\mathcal{H}_e(T_v) - \mathcal{H}_e(T_r)$  — разность энтальпий воды при нагреве от исходной пластовой температуры  $T_v$  до температуры насыщения  $T_r$ .

Необходимо учитывать воду как присутствующую внутри пласта изначально, так и введенную в пласт с поверхности, поскольку вода обладает высокой теплотой парообразования и практически не смешивается с нефтью.

Для нефти должно сохраняться подобие кривых испарения, если нельзя пренебречь испарением какой-либо нефтяной фракции. Задача расчета усложняется тем, что она может быть решена лишь при условии сохранения размерности величин, взятых для ее решения из других задач.

Подобие массопереноса, количества движения, тепла и межфазных свойств. К этому подобию относится требование сохранения следующих безразмерных критериев:

для материального баланса

$$\frac{Vt}{L}, \quad (4.107)$$

где  $t$  — время,  $V$  — скорость течения жидкости,  $L$  — характерный размер;

для сохранения количества движения

безразмерное давление, полученное из закона Дарси для однофазной системы,

$$\frac{k\Delta p}{V\mu L}, \quad (4.108)$$

где  $\mu$  — динамическая вязкость одной из жидких фаз;  $k$  — абсолютная проницаемость;  $\Delta p/L$  — градиент давления при скорости течения  $V$ ;

отношение силы вязкости к силе тяжести

$$\frac{\mu V}{kg\rho} \quad (4.109)$$

где  $\rho$  — плотность жидкой фазы и  $g$  — ускорение свободного падения.

Кроме того, необходимо сохранить для любой температуры вид кривых относительной проницаемости  $k_{rh}$ ,  $k_{re}$ ,  $k_{rg}$ , зависящих от насыщенностей:

для капиллярных сил в каждой паре жидкостей

$$\frac{k\phi_e}{V\mu L} \quad (4.110)$$

где  $p_c$  — давление пара;  
для сохранения энергии

$$\frac{\lambda_A t}{\rho_A c_A L^2}$$

где  $\lambda$ ,  $\rho$ ,  $c$  всегда являются параметрами одной и той же жидкости, в данном случае нефти.

Разделив эту группу на (4.107), получим новое безразмерное выражение для теплопереноса за счет теплопроводности и конвекции нефти:

$$\frac{\lambda_A}{\rho_A c_A L V} \quad (4.111)$$

Подобие начальных и граничных условий. Необходимо оставить неизменными начальные насыщенности. Находящиеся внутри пласта несжимаемые жидкости подвергаются давлению, определяемому граничными условиями. В рамках модели начальное давление может варьироваться, но оно должно быть достаточным для обеспечения жидкого состояния веществ, участвующих в процессе.

Начальная температура может быть определена в рамках модели только после задания граничных условий.

Массовый поток на всех границах пласта, за исключением областей, примыкающих к скважинам, равен нулю. Аналогично, если скважины расположены достаточно далеко от границ залежи, тепловой поток через боковые поверхности пласта также равен нулю. Требование отсутствия теплопереноса через боковые поверхности имеет следствием необходимость соблюдения в модельных условиях определенного минимального расстояния между скважиной и боковыми поверхностями пласта.

Для массы теплоносителя, нагнетаемого в пласт в единицу времени, необходимо равенство критерия

$$\frac{\dot{m}}{\rho V L^3} \quad (4.112)$$

где  $\dot{m}$  — массовый расход,  $V$  — средняя скорость, определяемая критерием (4.107), и  $\rho$  — плотность жидкой фазы.

Подобие количества тепла, приходящегося на единицу нагнетаемой в пласт массы теплоносителя, определяется критерием

$$\frac{X^* \cdot L^3 (T_0)}{\mathcal{H}_0 (T_0) - \mathcal{H}_0 (T_1)}$$

Последнее выражение с учетом (4.106) обуславливает необходимость сохранения при моделировании величины исходной внутрипластовой температуры  $T_0$ , температуры  $T_1$  и степени сухости  $X^*$  нагнетаемого в пласт пара. Все эти условия подразумевают сохранение давления нагнетания.

После определения массового расхода теплоносителя и давления нагнетания следует рассчитать давление в добывающих скважинах с учетом критериев подобия. Так как невозможно одновременно задать для одной скважины расход и давление, массовый расход задается для тех нагнетательных скважин, в которых требуемое давление обуславливается давлением в добывающих скважинах.

Применимость подобия. Ограничения, накладываемые на свойства жидкостей и окружающих пород, могут быть удовлетворены только в том случае, если в физической модели используют аналогичные жидкости и породы с подобными свойствами. При одинаковой пористости это требование относится к эквивалентной теплопроводности пористой породы для любых размеров зерен. Так как в физической модели рассматривают ту же нефть, что и добываемую из конкретного месторождения, то не возникает проблемы подобия кривой перегонки. Из этого следует, что рассмотренные ранее безразмерные группы трансформируются, упрощаясь в размерные.

Из (4.111) получают  $L V = Cte$ .

Используя эту группу в (4.107), имеют:

$$\epsilon L^{-3} = Cte ;$$

$$k L = Cte , \quad \text{в (4.109)}$$

$$\Delta p L^{-1} = Cte ;$$

$$p_0 L^{-1} = Cte . \quad \text{в (4.108) или (4.110)}$$

$$\dot{m} L^{-1} = Cte , \quad \text{в (4.112)}$$

Из предыдущих соотношений прежде всего следует, что абсолютная проницаемость в модельных условиях превышает ее значение в усло-

виях реального нефтеносного пласта, что приводит к изменению кривых относительной проницаемости.

Кроме того, при сохранении градиента давления  $\Delta p/L$  уровень давлений в модельных условиях превышает его в реальном нефтеносном пласте, вследствие чего изменяются характеристики процессов испарения нефти и конденсации водяного пара.

Далее, если принять, что для зернистых сред функция Лаверетта

$$J = \frac{p_c}{\sigma \cos \Theta} \sqrt{\frac{k}{\Phi}}$$

имеет универсальный характер, и считать, что пористость, межфазное натяжение и смачиваемость не претерпевают изменений, то это приведет к сохранению величин  $p_c \sqrt{k}$  и  $p_c / \sqrt{L}$ , что несовместимо с неизменностью значения  $p_c/L$ .

Из сказанного можно заключить, что при сохранении отношения теплопереноса за счет теплопроводности к теплопереносу за счет конвекции и отношения вязкостных сил к силе тяжести невозможно обеспечить подобия явлений испарения — конденсации, а также капиллярных сил. Следовательно, невозможно провести строгое моделирование паронагнетания, какие бы безразмерные критерии не были бы выбраны в качестве опорных, сохраняемых при моделировании.

Отметим, что в пористых не имеющих трещин средах моделирование в требуемом масштабе капиллярных давлений необходимо только для правильного распределения насыщенностей в вертикальном направлении, но не представляет интереса в горизонтальной плоскости, так как в модельных условиях скорости жидкостей значительно выше, чем в реальном пласте.

Хотя строгое подобие обеспечить априори невозможно, в ряде случаев удается достичь приближенное моделирование, разумно подобрав критерии выбора масштаба модели и введя новые безразмерные переменные (например, приведенные насыщенности) или комбинируя различные безразмерные группы (например, умножив  $\Phi$  на какую-либо безразмерную группу).

Исходя из результатов теоретических расчетных работ, Пужоль и Боберг [4.62] показали, что для очень вязкой нефти капиллярные силы пренебрежимо малы по сравнению с вязкостными силами. Это упрощение было использовано Перслеом [4.64] для исследования некоторых процессов разработки месторождения Голд Лейк, а именно, размеров области, занятой паром, влияния степени сухости пара и таких добавок, как воздух, а также растворитель и добавки, повышающие вязкость воды, нагнетаемой в пласт после пара.

Кроме того, Пужоль и Боберг предложили подбирать значения межфазного натяжения, чтобы получить  $p_c L^{-1} = \text{const}$  и соответственно

$$\sigma L^{-1/2} = \text{Cte}.$$

С этой целью они предлагают ввести в нефть или воду поверхностно-активные вещества. При таком подходе допускается независимость свойств нефти или воды от температуры. Теплоносителем является исключительно горячая вода. При этом изменяются кривые относительной проницаемости и, может быть, смачиваемость.

В [4.63] используются, среди прочих, синтетические жидкости, что дает возможность работать при невысоких температурах и давлениях, не превышающих атмосферное. О выборе масштаба капиллярного давления в [4.63] не упоминается.

### 4.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НАГНЕТАНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

При нагнетании теплоносителя необходимо решить ряд специфических технологических проблем: размещения теплогенерирующего оборудования для обеспечения требуемого уровня теплофизических параметров теплоносителя — давления, температуры, сухости пара, предварительной обработки, воды, поступающей в парогенератор, проектирования скважин так, чтобы они выдерживали любые термические нагрузки, обработки добытой нефти.

#### 4.3.1. Подготовка воды

Сухость пара, получаемого на парогенераторах, используемых в промышленных условиях, составляет, как правило, 80—85 %, что обуславливает требования к обработке воды, поступающей в них. Обычно допускается следующая характеристика воды: содержание взвешенных твердых частиц менее 5 *ppm*; отсутствие примесей маслянистых или других органических соединений и растворенных газов (особенно кислорода, а также других, вызывающих коррозию); незначительное содержание ионов кальция и магния, концентрация ионов железа не должна превышать 0,4 *ppm* [4.65].

Тщательность обработки воды зависит от того, из какого источника ее забирают. Различают источники воды следующих типов:

поверхностные подвижные воды (например, реки), в которых примеси обычно содержатся в виде суспензии (ил, органические соединения, различные осадочные отложения);

поверхностные застойные воды (например, озера), в которых вследствие естественного отстоя содержится мало взвешенных частиц, если на нее не влияют внешние факторы: сильные ветры и др. Эта вода содержит большое количество растворенных газов, минеральных солей, водорослей, бактерий и другой микрофлоры;

воды подземных источников, в которых нет кислорода, мало взвешенных частиц и органических соединений и значительное количество растворенных минеральных солей, концентрация которых увеличивается с глубиной;

вода из нефтеносных пластов после обработки их паром, в которой много углеводородных соединений, иногда  $H_2S$  и значительное количество растворенных минеральных солей.

Как правило, вода должна пройти три стадии очистки — удаление взвешенных частиц органического и неорганического происхождения, умягчение и снижение концентрации растворенных газов.

Удаление взвешенных частиц. Часто используемая в парогенераторах вода содержит столь мало взвешенных частиц, что не требует какой-либо специальной обработки для снижения их концентрации. Однако, если пользуются водой поверхностных водоемов, ее пропускают через фильтры, причем при падении напора воды вследствие засорения фильтров ее пропускают в обратном направлении, промывая фильтры.

Если же повторно используют воду из нефтеносного пласта, то необходима ее очистка от углеводородных соединений. Так, при эксплуатации месторождения „Керн Ривер” (шт. Калифорния, США) испытывали различные способы очистки воды, содержащей от 100 до 500 *ppm* нефти [4.66]. После отстаивания в специальных бассейнах концентрация нефти в ней снижалась до 50–100 *ppm*. Затем воду направляли во флотационные секции, нефтяные фракции увлекались газом, и концентрация их составляла 10 *ppm*. Наконец, последние следы нефти удаляли при прохождении воды под давлением через фильтры из диатомовой муки (рис. 4.28).

Умягчение воды. Жесткость питающей воды должна быть практически нулевой, т. е. из нее должны быть удалены ионы кальция и магния. Этот процесс протекает в блоках ионного обмена, где указанные ионы замещаются ионами натрия, соли которого хорошо растворимы в воде. Обычно используют два соединенных последовательно блока: первичной обработки и окончательного умягчения. Для обработки воды устанавливают две пары цеолитовых ионообменников: пока один из них находится в рабочем состоянии, второй регенерируется или пребывает в резерве. Когда первый обменный аппарат перестает обеспечивать требуемое снижение жесткости воды, включают второй блок. Для восстановления обменной емкости ионообменника раствор хлорида натрия пропускают в обратном направлении. Повышение щелочности воды введением каустической воды позволяет снизить коррозию металлических трубопроводов и уменьшить количество твердых осадков на их стенках. Высокие значения pH сохраняют в растворе двуокись кремния [4.67], [4.68], поэтому желательно поддерживать  $pH > 10$ . Необходимый уровень pH можно устанавливать как до, так и после умягчающих блоков<sup>1</sup>.

Для удаления остаточной жесткости воды было предложено добавлять какой-либо комплексообразующий агент (комплексон). Поэтому в нее иногда вводят избыток натриевой соли этилендиаминтетрауксус-

<sup>1</sup>Некоторые специалисты считают, что нагнетание горячей воды повышенной щелочности в кремнеземсодержащие породы приводит к растворению гравийного фильтра и скальных пород в окрестности скважин. Увлечение водой продуктов реакции может привести к снижению проницаемости (см. раздел 4.5.5 [4.141]).

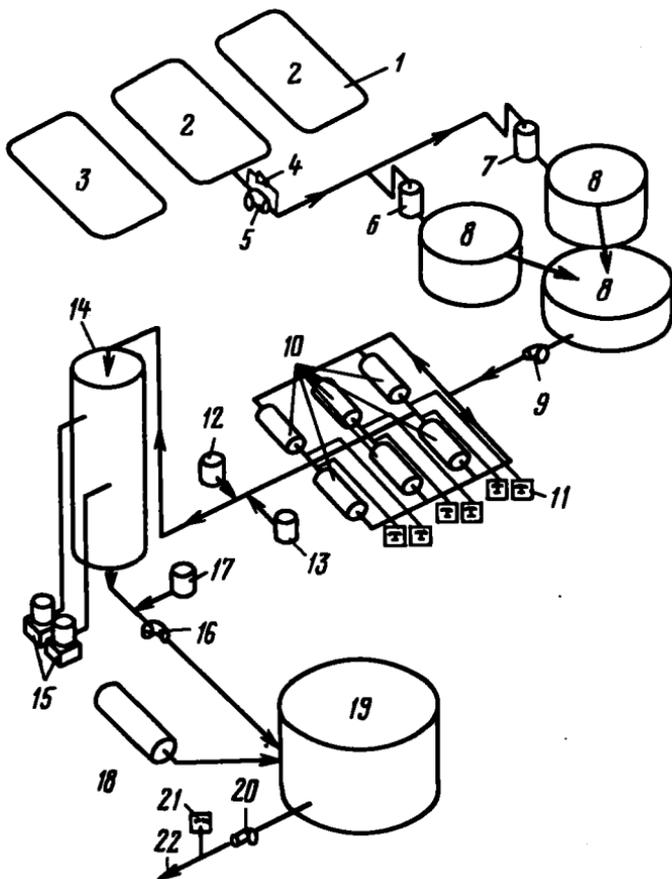


Рис. 4.28. Схема установки для подготовки воды на месторождении Керн Ривер (шт. Калифорния, США) [4.66]:

1 — повторно используемая вода; 2 — резервуар; 3 — аварийный резервуар; 4 — струйный насос; 5 — флотационная камера; 6, 7 — баки-отстойники; 8 — резервуар для сбора воды объемом  $800 \text{ м}^3$ ; 9 — фильтр насоса; 10 — фильтры из диатомовой крошки; 11 — блоки контроля примесей; 12 — блок-гаситель пены; 13 — блок подачи ингибитора; 14 — вакуумный деаэратор; 15 — вакуумные насосы; 16 — бустерный насос; 17 — блок подачи сульфата кобальта; 18 — резервуар с  $\text{SO}_2$  объемом  $38 \text{ м}^3$ ; 19 — резервуар с отфильтрованной водой объемом  $800 \text{ м}^3$ ; 20 — питательные насосы; 21 — прибор для кислородного контроля; 22 — к блоку умягчения воды

ной кислоты [4.69], однако это вещество вызывает ускорение коррозии металлических трубопроводов [4.67].

Удаление растворенных газов. Удаление из воды растворенных в ней кислорода и углекислого газа обычно достигается термической и химической обработками. Иногда же используют только химические методы связывания кислорода.

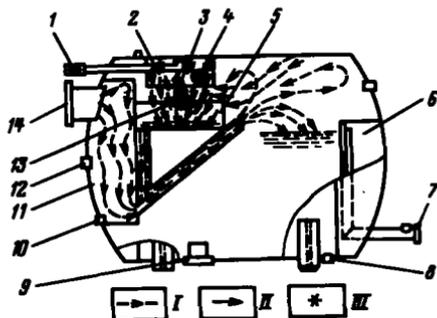


Рис. 4.29. Схема деаэратора [4.68] :

*I* - пар; *II* - вода; *III* - элемент из нержавеющей стали; 1 - выход воздуха; 2 - смешивающий конденсатор; 3 - разбрызгивающее сопло; 4 - вход обратного потока жидкости низкого давления; 5 - коллектор с перегородками; 6 - перелив жидкости; 7 - соединительный штуцер слива избытка жидкости; 8 - слив; 9 - питательный насос; 10 - сливная пробка; 11 - паровой коллектор; 12 - соединительный штуцер обратной потока жидкости высокого давления; 13 - вход обрабатываемой воды; 14 - вход пара

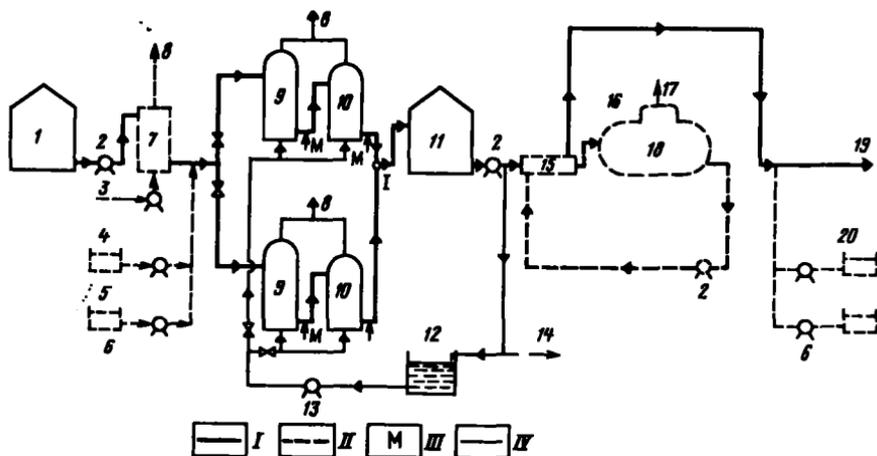


Рис. 4.30. Схема подготовки воды, подаваемой в парогенератор:

*I* - поток обрабатываемой воды; *II* - обводные линии; *III* - измерение расхода; *IV* - линии регенерации; 1 - хранилище необработанной воды; 2 - насос; 3 - обработанная вода; 4 -  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  (при отсутствии деаэратора); 5 - другие химические вещества; 6 - ввод добавок; 7 - фильтр; 8 - откачка обрабатываемой воды; 9 - первый блок умягчителя; 10 - второй блок умягчителя; 11 - хранилище воды, подвергшейся обработке; 12 - вода; 13 - насос для подачи раствора соли; 14 - подача обработанной воды к фильтрам и т.д.; 15 - теплообменник; 16 - пар; 17 - откачка газа и пара; 18 - деаэратор; 19 - к питательным насосам парогенератора; 20 -  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  (деаэратор)

Практически полное удаление растворенных газов достигается в результате непосредственного контакта обрабатываемой воды с паром, поступающим из парогенератора, — содержание кислорода доводится до уровня менее 0,01 ppm. Система циркуляции в деаэраторе (рис. 4.29) обеспечивает интенсивное перемешивание пароводяной смеси, находящейся при температуре кипения и атмосферном давлении. Пары удаляются из верхней части деаэратора, а дегазированная вода — из нижней.

Самым распространенным в настоящее время химическим реактивом, используемым для удаления из воды растворенного кислорода, является сульфит натрия. При отсутствии блока механической деаэрации необходимо добавлять 8 ppm сульфита натрия на 1 ppm растворенного в воде кислорода. Более того, во всех случаях вода, из которой удален растворенный в ней кислород, должна содержать некоторое количество сульфита натрия (примерно, 20 ppm) для восстановительной способности воды, поступающей в парогенератор. В качестве антикислородного реактива вместо сульфита натрия может быть использован гидразин.

Если предусмотрено удаление кислорода лишь химическим способом, желательно вводить сульфит натрия перед блоком умягчения воды, чтобы предохранить его металлические детали от коррозии. Если же используется термический способ деаэрации, то химический реагент вводят в воду после деаэратора, который, в свою очередь, расположен на выходе блока умягчения воды.

Если в схеме установки (рис. 4.30) для подготовки воды предусмотрен деаэратор, необходимо включить в нее теплообменник для понижения температуры воды, из которой удален кислород, и избежать возникновения кавитации в питательном насосе парогенератора.

#### 4.3.2. Парогенераторы

В парогенераторе (рис. 4.31) давление обработанной воды доводится при помощи многоступенчатого насоса с постоянной пропускной способностью до величины, необходимой для нагнетания в скважины теплоносителя. Если парогенератор работает с неполной нагрузкой, то часть воды высокого давления через обратный клапан подается на вход насоса. Кроме того, выходной сигнал байпасного клапана преобразуется в управляющий сигнал устройства, регулирующего мощность горелочного устройства. Затем вода под давлением направляется в парогенератор, включающий, как правило, конвективную секцию, в которой вода нагревается за счет тепла уходящих продуктов сгорания газа, и радиационную секцию, где тепло нагреваемой жидкости передается за счет излучения пламени.

Если холодная вода поступает непосредственно в верхний участок конвективной секции парогенератора, конденсация паров воды, присутствующих в продуктах сгорания газа, при взаимодействии с оксидами  $SO_2$  и  $SO_3$  обуславливает возможность коррозии трубок теплообменника. Необходимо предусматривать внешнее покрытие труб, чтобы подавать в теплообменную секцию холодную воду, или следует поступаю-

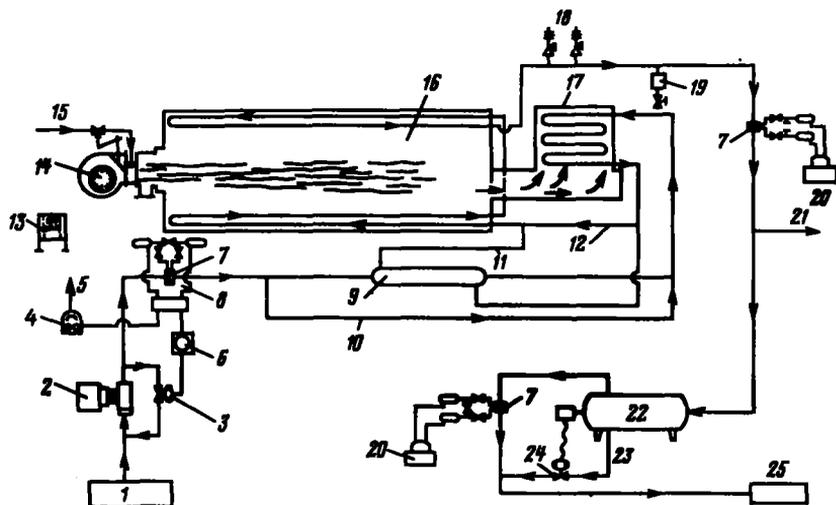


Рис. 4.31. Схема парогенератора [4.70]:

1 – вход воды, прошедшей предварительную обработку; 2 – питательный насос; 3 – аварийный клапан; 4 – управляющий сигнал; 5 – к двигателю, управляющему мощностью парогенератора; 6 – сигнал управления расходом воды; 7 – диафрагма; 8 – измерение перепада давления; 9 – теплообменник; 10 – обводная линия; 11 – соединительная линия; 12 – контур без теплообменника; 13 – управление горелочным устройством и щит управления; 14 – окислитель; 15 – ввод топлива в горелочное устройство; 16 – радиационная секция; 17 – конвективный теплообменник; 18 – предохранительные клапаны; 19 – отбор проб на анализ содержания хлористых соединений (при необходимости); 20 – расходомер (при необходимости); 21 – к деаэратору (при необходимости); 22 – сепаратор пароводяной смеси; 23 – отвод воды; 24 – клапан с диафрагмой; 25 – к скважинам

щую в парогенератор воду предварительно подогревать в термическом деаэраторе, включенном в схему установки подготовки воды (см. раздел 4.3.1), или в линию подачи воды в парогенератор необходимо включить дополнительный теплообменник.

Отметим, что для повышения термического к.п.д. парогенератора, зависящего от температуры уходящих продуктов сгорания газов, желательно подавать в конвективный теплообменник не слишком горячую воду, чтобы эффективнее утилизировать тепловую энергию продуктов сгорания.

После конвективной секции вода поступает непосредственно в радиационную секцию парогенератора.

Трубы двух секций парогенератора стыкуют таким образом, чтобы обеспечить максимальный к.п.д. и снизить до минимума гидравлические сопротивления. В серийных парогенераторах, используемых в нефтедобывающей промышленности, вода циркулирует, как правило, в однотрубной системе.

На выходе парогенератора находят сухость [4.70] и расход пара. Обычно сухость пара определяют следующими способами:

отбором проб жидкой фазы пароводяной смеси и оценкой изменения теплопроводности или концентрации ионов  $Cl^-$  в пробах, охлажденных до температуры окружающей среды. Отношение измеренной величины к аналогичному параметру воды, поступающей на вход парогенератора, равно  $1/(1 - X)$ , так как растворенные соли концентрируются в жидкой фазе пароводяной смеси;

разделением пароводяной смеси на фазы и измерением при помощи шайбы расхода сухого пара. Сухость смеси определяется отношением расхода сухого пара к расходу воды, поступающей в парогенератор. Вода может быть вновь введена в сухой пар или удалена из системы после утилизации содержащегося в ней тепла в теплообменнике;

определением потерь давления при прохождении пароводяной смеси через диафрагму при независимом измерении массового расхода воды на входе в парогенератор [4.71]. В этом случае при нахождении  $X$  учитывают массовые расходы фаз и коэффициент, соответствующий данной геометрии диафрагмы, характеристикам жидкости и пара, а также температуре;

учетом расходов воды и топлива, а также его теплотворной способности и к.п.д. парогенератора в тепловой баланс системы;

экспериментальным определением теплосодержания пароводяной смеси, уменьшая при постоянном расходе топлива подачу воды в парогенератор до тех пор, пока на его выходе не будет получен только перегретый пар.

Нагревательный контур парогенератора включает системы подачи воздуха и топлива, горелочное устройство, а также различные системы регулировки и контроля, в частности мощности нагрева, коэффициента избытка окислителя, параметров пламени.

Систему подачи воздуха рассчитывают таким образом, чтобы обеспечить напор, необходимый для достижения номинальной мощности парогенератора при заданных давлении и температуре поступающего воздуха. При необходимости следует учитывать атмосферное давление и температуру.

Системы подачи топлива должны быть различны при использовании газа или нефти<sup>1</sup>. Однако во всех случаях для получения оптимального коэффициента избытка воздуха расход горючего должен быть скоррелирован с расходом воздуха и с расходом воды на входе в парогенератор. Если в качестве топлива используют газ, то его тщательно перемешивают с окислителем. Если же топливом является нефть, перед подачей ее нагревают и подают в воздушную струю таким образом, чтобы образовывались мельчайшие капли в газе. Для обеспечения максимального к.п.д.

---

<sup>1</sup> Если в качестве топлива используется нефть с высоким содержанием серы, то при разработке промышленных установок для нагнетания пара может возникнуть необходимость включения системы очистки уходящих газов от серы.

парогенератора необходимо постоянно контролировать параметры пламени.

Горелочное устройство и, при необходимости, система подачи воды автоматически отключаются при нарушении функционирования одного из элементов системы, в частности, если система подачи воды не подготовлена к работе; недостаточен напор воды; давление и температура пара слишком велики или слишком малы, температура труб превышает номинальную; возникает нарушение функционирования системы подачи воздуха или топлива, а также при затухании пламени.

Рабочее давление промышленных парогенераторов, используемых в установках нагнетания теплоносителя, составляет обычно около 160 бар, а мощность — 5,85 или 14,6 МВт. Это соответствует производительности 200 и 500 т/сут пара (сухость 80 %) при температуре исходной воды примерно 20 °С. Термический коэффициент полезного действия (отношение теплоты, переданной воде, к теплоте сгорания топлива) достигает 80–85 %. Затраты топлива при к.п.д. парогенератора 80 %, теплоте сгорания топлива 42 МДж/кг и сухости пара 80 % составляют:

для парогенератора мощностью 5,85 МВт и производительностью пара ≈ 200 т/сут 15 т/сут;

для парогенератора мощностью 14,6 МВт и производительностью пара ≈ 500 т/сут 38 т/сут.

При реализации ряда крупных проектов добычи нефти путем обработки нефтеносного пласта теплоносителем, например, компанией „Гетти Ойл” на месторождении „Керн Ривер” (США), наряду с обычными парогенераторами использовались очень мощные установки (до 70 МВт) (см. раздел 4.4).

В качестве горючего могут быть использованы различные типы низкокалорийного топлива при условии их предварительной газификации и последующего сжигания полученного низкокалорийного газа. Кроме того, можно применять прямое сжигание в кипящем или циркулирующем слое таких твердых топлив, как уголь, углистые и битуминозные сланцы, отходы нефтепереработки [4.72]. Заманчива возможность использования менее калорийных, чем сырая нефть или природный газ, топлив при условии легкости их транспортировки к парогенератору, а также при экономическом выигрыше от их использования, несмотря на повышение стоимости вспомогательного оборудования.

На калифорнийских месторождениях планируется установка оборудования для одновременного получения пара и электроэнергии — это позволит наилучшим образом использовать затраченную энергию.

С другой стороны, разрабатываются парогенераторы, устанавливаемые на забое скважины. Первый тип таких генераторов состоит из камеры сгорания, из которой газ, передавая тепло нагнетаемой в скважину воде, отводится на поверхность земли<sup>1</sup>. В парогенераторах высокого

---

<sup>1</sup> В таких парогенераторах, называемых глубинными парогенераторами низкого давления или просто глубинными парогенераторами, давление в камере сгорания не связано с пластовым давлением. (Прим. редактора).

давления вода поступает непосредственно в камеру сгорания, и полученная смесь водяного пара и продуктов сгорания впрыскивается в нефтеносный пласт<sup>1</sup>. При использовании глубинных парогенераторов высокого давления может быть заметно снижено загрязнение воздуха, вызванное выбросом продуктов сгорания. Однако для обеспечения таких парогенераторов воздухом, если он используется в качестве окислителя, требуются компрессорные установки значительных габаритов; более того, в парогенераторах такого типа необходимо проводить четкий контроль качества топливоздушнoй смеси во избежание нагнетания в пласт излишнего количества частиц сажи или молекул кислорода, не вступившего в реакцию. Реакция же нефтеносной формации на нагнетание парогазовой смеси может существенно отличаться от реакции на нагнетание аналогичного количества пара (см. раздел 4.5.3).

### 4.3.3. Поверхностные трубопроводы

Характеристики поверхностных трубопроводов задаются для каждого конкретного случая в зависимости от избранного метода обработки пласта и от внешних, в частности климатических, условий. Особенно удачным решением для нагнетания пара является бурение наклонных скважин, что позволяет свести к минимуму длину труб между наземным оборудованием и входами скважин, сгруппированными на ограниченном пространстве.

Можно выбрать один из следующих вариантов системы подводящих линий: единый трубопровод для подачи пара и откачки полученной нефти (что может представлять интерес при циклическом паронагнетании) или же отдельные системы труб для подачи пара и отвода от скважин извлеченной нефти (рис. 4.32) [4.73]. Трубы могут быть заглублены в землю, поставлены на опоры или подвешены над поверхностью земли, однако во всех случаях необходимо помнить об их линейных деформациях (рис. 4.33). Кроме того, следует оборудовать устья скважин с учетом всех механических и термических напряжений, испытываемых ими [4.60].

Расчеты тепловых потерь в скважинах и степени сухости пара были проведены в разделе 4.1.1. Если пар поступает из одного парогенератора одновременно в несколько скважин, трудно точно определить его расход и степень сухости в каждой скважине. В такой системе наиболее распространённым методом нахождения этих параметров является установка расходомерной диафрагмы на каждый контур. При этом расходы рассчитываются, исходя из предположения, что сухость пара у диафрагмы равна степени сухости на выходе парогенератора, сумма всех расходов должна равняться общему количеству пара, поступающего из парогенератора. Сложность состоит в том, что распределение жидкой и газо-

---

<sup>1</sup> Такие парогенераторы называются еще глубинными генераторами парогазовой смеси. (Прим. редактора).

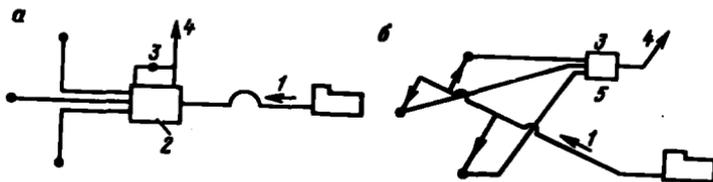


Рис. 4.32. Принципиальная схема распределительных трубопроводов при паровом воздействии на нефтеносный пласт [4.73] :

*a* — система с единственным трубопроводом, используемым как для подачи теплоносителя, так и для откачки нефти (циклическое нагнетание); *b* — система трубопроводов, каждый из которых используется или для подачи пара, или для откачки нефти. Некоторые трубопроводы, изображенные на рисунке, не требуются в случае подачи пара; 1 — основной паропровод; 2 — вспомогательное оборудование для подачи пара и откачки нефти; 3 — контролирующее оборудование; 4 — к нефтехранилищу; 5 — подогреватель

образной фаз пароводяной смеси меняется, как правило, от одной подводящей линии к другой. Строгий расчет требует определения сухости пара в каждом трубопроводе [4.74] .

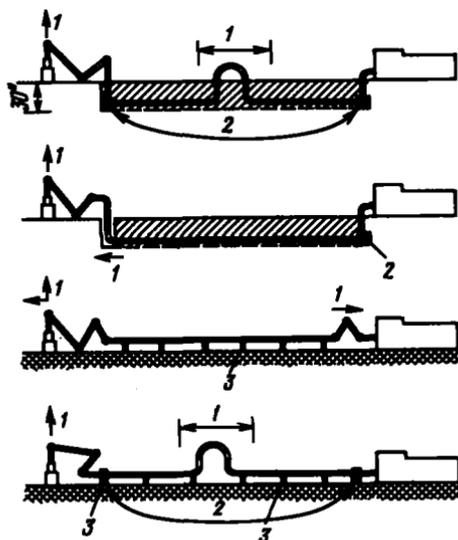


Рис. 4.33. Способы оборудования паропроводов узлами, компенсирующими линейные деформации [4.73] :

#### 4.3.4. Крепление обсадных труб нагнетательных скважин

Скважины, по которым непрерывно или периодически происходит нагнетание горячих теплоносителей, необходимо крепить с учетом термических напряжений внутри скважины. Условия эксплуатации обсадных труб столь сложны, что подчас приводят к их разрушению, особенно при нагнетании пара на большие глубины, которое невозможно без дополнительного повышения температуры и давления.

В настоящее время применяют анкерные крепления обсадных труб следующих типов.

Крепление цементной пробкой основания колонны и обеспечение свободной деформации на поверхности земли. Верхняя часть скважины и наполнитель незацементированной части зазора между обсадными трубами и стенками скважины проектируют таким образом, чтобы было возможно свободное расширение и сокращение обсадных труб; этот зазор заполняют иногда гелеобразным маслом или термопластичным материалом.

Аналогична система с закрепленной верхней частью колонны, в которой предусмотрен температурный компенсатор.

Цементирование колонны по всей длине. В этом случае обсадные трубы не могут претерпевать линейных деформаций и при повышении температуры находятся под сжимающим усилием, которое должно соответствовать механической прочности труб.

Цементирование колонны в два приема. Сначала укрепляют основание колонны, а затем подвергают ее верхнюю часть растягивающим усилиям и цементируют оставшуюся часть колонны, находящуюся во время схватывания цемента под напряжением, цементируют и часть обсадной трубы, выходящей на поверхность земли, поскольку она служит опорой всей колонны. Эта технология позволяет уменьшить сжимающее усилие, возникающее при нагреве обсадной трубы.

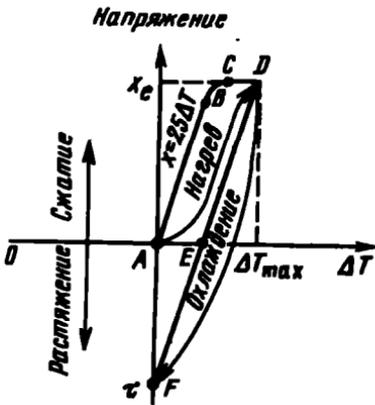
Влияние температуры на обсадную трубу. Знание температурных эффектов, влияющих на свойства трубы, позволяет определить причины разрушения обсадной колонны и найти материалы, наиболее подходящие для промысловых условий.

Линейное расширение незакрепленной обсадной трубы, температура которой повысилась на  $\Delta T$ , описывается следующей приближенной зависимостью:

$$\frac{\Delta l}{l} = 1,26 \cdot 10^{-5} \Delta T \quad (\Delta T \text{ в } ^\circ\text{C}) . \quad (4.113)$$

Видно, что при повышении температуры трубы увеличение ее линейного размера (первоначальная длина 400 м) составляет 1 м. Отсюда ясно, что сложно обеспечить свободу расширения длинных труб, избежав продольного изгиба.

Рис. 4.34. Влияние температуры на механическое напряжение в обсадных трубах [4.75]



При невозможности удлинения обсадная колонна сжимается, сжимающее усилие в области упругих деформаций выражается следующей зависимостью:

$$\kappa = E \frac{\Delta l}{l}, \quad (4.114)$$

$$\kappa \approx 25 \Delta T \text{ бар},$$

где  $\Delta T$  — температура, °С,  $E = 2 \cdot 10^6$  бар-модуль упругости.

Рассмотрим диаграмму напряжение — разность температур (рис.4.34). Если увеличение температуры  $\Delta T_{\max}$  превышает предельную величину  $\Delta T$  областей упругих деформаций (точка  $B$  на диаграмме), зависимость напряжения от разности температур перестает быть линейной и деформации обсадной колонны становятся необратимыми. Правее точки  $C$ , определяющей границу зоны пластических деформаций, кривая напряжения практически горизонтальна и не зависит от  $\kappa_e$  (отрезок  $CD$ ). Труба, которая больше не может воспринимать дополнительные термические напряжения сжатия, претерпевает значительные постоянные деформации. При охлаждении напряжение спадает в соответствии с кривой  $DEF$ , параллельной кривой упругих деформаций  $AB$  и пересекающей ось абсцисс в точке с координатой  $\Delta T_{\max} - \kappa_e/25$ . После снижения температуры до исходной труба находится под остаточным напряжением  $\tau$  (точка  $F$ )

$$\tau = 25 \Delta T_{\max} - \kappa_e \text{ бар}. \quad (4.115)$$

При охлаждении обсадных труб обычно повреждаются их стыки или появляются трещины в муфтах, если напряжение превосходит предел прочности материала муфты на растяжение. При охлаждении обсадных труб марки  $J 55$  (для которых предел упругости составляет  $\kappa_e \approx 3800$  бар), оборудованных резьбовыми соединениями и имеющих предел прочности на растяжение порядка 3050 бар, разрушение должно прои-

зойти, судя по диаграмме напряжение — разность температур, после предварительного нагревания на 270 °С, что и наблюдалось в промышленных условиях [4.75]. Для обеспечения достаточной продолжительности эксплуатации труб с учетом усталости материала, возникающей при чередовании его нагревания и охлаждения (при циклическом нагнетании теплоносителя или неизбежных остановках парогенератора), рекомендуют не подвергать обсадные трубы перепадам температур, превышающим верхний предел области упругих деформаций:

$$\Delta T^*_{\max} = \frac{x_r (\text{bar})}{25} \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.116)$$

Предварительное растяжение  $\tau_p$  труб во время цементирования позволяет отодвинуть температурную границу на  $\tau_p/25$ . В этом случае труба находится в напряженном состоянии растяжения или сжатия — в зависимости от температуры.

Если вокруг внешней поверхности обсадных труб оставить зазор, обеспечив тем самым возможность продольного изгиба, суммарное напряжение превысит верхний предел допустимого напряжения чистого сжатия, заданного выражением (4.33). Радиальный зазор, равный 1,25 см, приводит к увеличению максимального напряжения на 16 % [4.75], а зазор, равный 2,5 см, — на 30 % [4.76]. Отсюда следует соответственное понижение максимально допустимой температуры.

Так, при исследовании разрушений обсадных колонн скважин месторождения „Керн Ривер” (США) было высказано мнение, что причиной явился продольный изгиб вследствие отсутствия контакта трубы и окружающей породы, в месте отбора песка [4.77].

Температура обсадных труб, достигаемая в ходе нагнетания теплоносителей, зависит (раздел 4.1.2) от конструкции скважин. При сплошном цементировании колонны, если тепловой уровень всего оборудования не превышает 180—200 °С, удобно использовать обсадные трубы марки J 55. Для работы при более высоких температурах обычно предпочтение отдают обсадным трубам марки N 80 (или реже SOO<sub>95</sub>), которые при необходимости подвергают предварительному напряжению и снабжают усиленными соединениями.

Механические свойства обсадных труб различных марок даны в работе [4.78]; при температурах до 300 °С граница области пластической текучести у большинства сталей достаточно постоянна. При более высоких температурах механические свойства быстро ухудшаются.

Цементирование. Скважины, подвергающиеся термическим напряжениям, необходимо тщательно цементировать. Диаметр скважины должен быть неизменным, а обсадная труба должна иметь достаточное число центраторов, чтобы толщина слоя цемента была везде одинакова. Реко-

<sup>1</sup>Для трубы марки J 55 максимальное допустимое увеличение температуры составляет 152 °С.

мендуется, особенно для глубоких скважин, проверять качество цементирования при помощи специальных устройств.

При температуре выше критической 110 °С [4.78], [4.79] предел прочности на сжатие цемента промышленных марок существенно уменьшается. Кроме того, цемент становится водопроницаемым. Стабильными относительно термических напряжений при высоких температурах являются чаще всего цементы класса G (при спецификации API), в состав которых входят от 30 до 60 % измельченной двуокиси кремния. Добавка по крайней мере 10 % хлористого натрия в воду, в которой приготавливают раствор, увеличивает коэффициент расширения цемента и улучшает его сцепление с колонной и грунтом. Иногда используют вещества, понижающие коэффициент трения, бентонит, пущолан, теплоизоляционные вещества (перлит, вермикулит, . . .). Много публикаций посвящено термостойким бетонам, производимым различными фирмами (см., например, [4.78] – [4.80]).

Чтобы избежать тепловых ударов в цементе в начальной стадии нагнетания теплоносителей, необходимо начинать процесс при малом расходе, постепенно увеличивая его по мере прогрева скважин.

#### 4.3.5. Оборудование скважин

Тепловая изоляция нагнетательных скважин. Существенным недостатком нагнетания теплоносителя непосредственно в обсадную трубу, широко практиковавшегося при разработке калифорнийских месторождений (США), является высокий уровень тепловых потерь и механических напряжений (см. раздел 4.1.2). С этой точки зрения более интересна методика нагнетания теплоносителя через насосно-компрессорную трубу. В этом случае следует избегать контакта трубы с обсадной колонной, а также не допускать появления конденсированной фазы в зазоре между ними.

Для изоляции промежутка между внутренней трубой и обсадной колонной возможно использовать забойный пакер, помещенный над нефтеносным пластом. Такая конструкция требует подбора материала, обладающего соответствующим коэффициентом расширения. Эта система хорошо работает при правильном монтаже ее элементов и не слишком высоких температурах. В настоящее время разрабатываются материалы, позволяющие пакерам выдерживать повышенные температуры и давления. Кроме того, для снижения тепловых потерь были разработаны трубы с двойными стенками.

Оригинальным решением проблемы теплоизоляции внутренней трубы является заполнение зазора раствором кремнекислого натрия до начала нагнетания теплоносителя. При этом зазор соединен с атмосферой. При нагнетании в скважину теплоносителя труба постепенно прогревается и на ее внешнюю поверхность осаждается из раствора силикатный слой. Эффективность такого теплоизолирующего покрытия толщиной

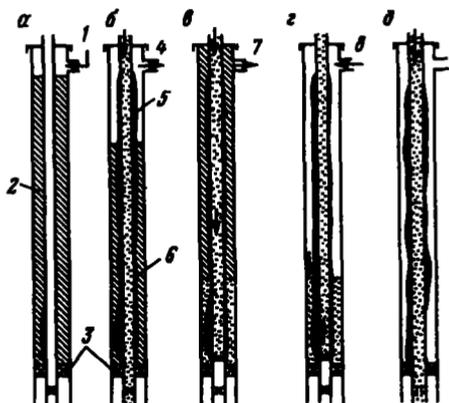
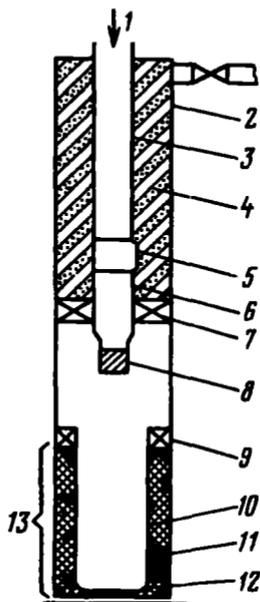


Рис. 4.35. Метод создания теплоизоляции трубы путем осаждения кремнекислого натрия на внешней поверхности трубы [4.81]:

*a* – заполнение раствором промежутка; *б* – нагнетание пара; *в* – вытеснение водой избытка раствора; *г* – удаление воды нагнетаемым газом; *д* – нагнетание пара; 1 – раствор; 2 – труба кремнекислого натрия; 3 – пакер; 4 – удаление; 5 – силикатный осадок; 6 – оставшийся раствор; 7 – избыток раствора; 8 – газ

Рис. 4.36. Схема обустройства скважины для нагнетания водного пара, применяемого на месторождении Жобо (Венесуэла) [4.28]:

1 – пар; 2 – обсадная колонна диаметром 7"; 3 – труба диаметром 3 1/2" из стали  $j=55$ ; 4 – жидкий изолятор (Жен-Пак); 5 – муфта ММА диаметром 3 1/2"; 6 – 16 футов для расширения; 7 – пакер „Броун Эм-Джей“; 8 – муфта „Е“; 9 – устройство для подвески хвостовика; 10 – хвостовик диаметром 3 1/2"; 11 – гравийный фильтр; 12 – башмак хвостовика; 13 – перфорированный участок



1 см достаточна для предотвращения дальнейшего образования твердого осадка на внутренней поверхности обсадной трубы [4.81]. Избыток раствора силиката, оставшейся в зазоре после нескольких часов нагнетания теплоносителя, вытесняется из него водой, а вода, в свою очередь, – газом (рис. 4.35). Такой метод теплоизоляции позволяет снизить уровень нагрева обсадной колонны диаметром 7 при нагнетании водяного пара под давлением 100 бар через трубу 27/8 с 240 до 150 °С и использовать обсадную колонну марки 55 [4.81].

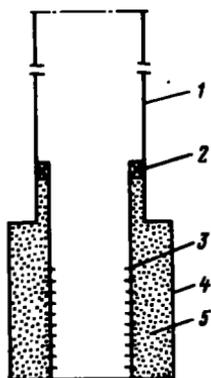


Рис. 4.37. Оборудование скважины гравийным фильтром и хвостовиком:

1 — обсадная труба, зацементированная по всей высоте термостойким цементом; 2 — устройство подвески хвостовика; 3 — щелевой хвостовик; 4 — участок скважины увеличенного диаметра; 5 — гравийный фильтр

3 — муфта и седло; 4 — стальной шарик; 5 — промывочная жидкость с наполнителем; 6 — глина; 7 — соединение „В”; 8 — калибр „В” с замком; 9 — нижний уровень; 10 — пар

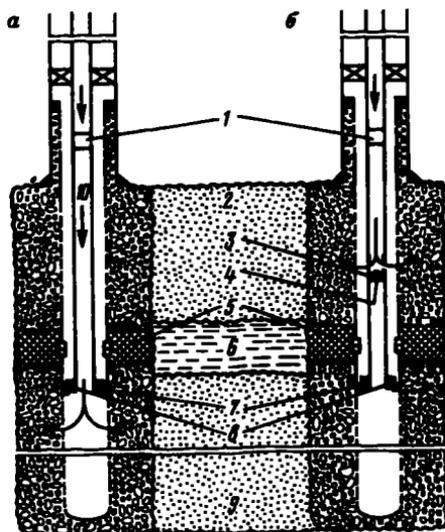


Рис. 4.38. Оборудование скважины для селективного нагнетания пара [4.84]:

а — никележащий горизонт; б — вышележащий горизонт; 1 — температурный шов; 2 — верхний уровень;

Был испытан еще один способ изоляции (рис. 4.36), в котором промежуток заполнялся органической жидкостью на основе жирных кислот производства Кен-Пак [4.82].

Обустройство основания скважин зависит от свойств нефтеносного пласта и от режима их эксплуатации. Оно различно для нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также для скважин, попеременно используемых для нагнетания теплоносителя и подъема нефти.

Иногда применяются перфорированные обсадные трубы с хвостовиком или без него. При работе с песчаными, сыпучими коллекторами нефтеносного пласта обсадную колонну часто цементируют у его кровли. Для предотвращения выноса песка диаметр ствола скважины увеличивают на уровне пласта примерно на 35 см и вокруг перфорированного хвостовика или хвостовика с навитой сеткой устанавливают соответственно откалиброванный гравийный фильтр [4.83] и [4.84]. При селективном нагнетании пара (рис. 4.37) в один из слоев пласта (рис. 4.38) хвостовики желателно оборудовать компенсаторами теплового расши-

рения, а устройства для подвески хвостовиков должны обладать теплоизоляционными свойствами.

Открытые уровни в скважинах должны быть спроектированы с учетом силы тяжести (например, нагнетание пара в основание пласта) и возможного присутствия слоев глины.

Скважины, по которым пропускается теплоноситель, обычно эксплуатируются глубинными насосами. Прокачка в таких скважинах требует некоторых мер предосторожности из-за возможности возникновения газовой пробки, снижающей к.п.д. насосов. Эффективность прокачки повышают, удаляя газовую фазу через зазор между НКТ и обсадной колонной. Этот метод подразумевает удаление забойного пакера, если он остается на месте при добыче нефти. Если зазор соединен с атмосферой, можно рассмотреть возможность сбора эфлюентов и рекуперации углеводородов, а также использования энергии остаточного пара [4.85]. Иногда в эфлюентах присутствуют малые количества сероводорода.

Для предотвращения появления газовой пробки был разработан специальный тип насоса [4.86], в котором используется сжатый природный газ (или в некоторых случаях воздух) для создания давления, соответствующего давлению в скважинах, в которые нагнетают пар. Подобные установки признаны рентабельными при разработке месторождения „Слокум” [4.86].

#### **4.3.6. Обработка поднятых на поверхность внутрипластовых жидкостей и проведение контрольных измерений**

При добыче нефти, особенно тяжелой, плотность которой близка к плотности воды, основная сложность связана с образованием эмульсий нефти в воде или воды в нефти. При засорении поднятых на поверхность внутрипластовых жидкостей песком возникают проблемы эрозии отдельных узлов оборудования (например, штуцеров).

Вещества, разрушающие эмульсии, обычно вводят в нефтепроводы перед нефтеочистительными установками. В одном из возможных вариантов в комплект такой установки входит промывочный бак для первичной сепарации смеси газов, нефти и воды, а также для осаждения твердых частиц и отстойник (рис. 4.39). Если нефть с трудом поддается обработке, предпочтительно после промывочного бака устанавливать сепаратор – подогреватель или электросепаратор.

Поднятую на поверхность воду вновь закачивают в пласт или же подают после обработки в парогенератор (см. раздел 4.3.1). Повторное использование воды для производства пара обычно проводится на крупных нефтедобывающих установках.

В процессе нагнетания в нефтеносный пласт теплоносителей следует проводить как можно больше контрольных измерений температуры и давления в наземных блоках нефтедобывающей установки, а также температуры в подземных устройствах. Чрезвычайно важно четкое опреде-

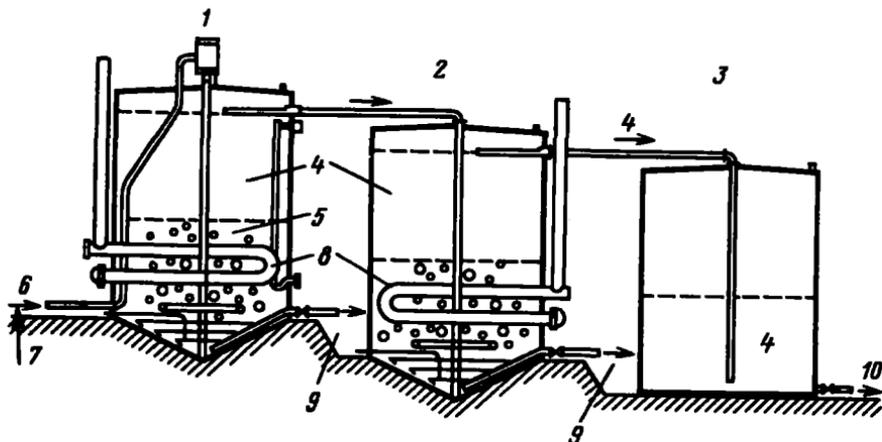


Рис. 4.39. Установка нефтеочистки с промывочным баком [4.87] :

1 — промывочный бак; 2 — отстойник; 3 — резервуар; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — нефтепродукты; 7 — обрабатывающие вещества (вещества, разрушающие эмульсии); 8 — труба с нагревателем; 9 — слив воды; 10 — очищенная нефть

ление профиля температуры по всей толщине пласта в контрольных скважинах. Для выявления неоднородностей нефтеносного пласта полезно перед началом нагнетания теплоносителя ввести в пласт индикаторное вещество. Для контроля характеристик теплоносителя и извлекаемой нефти необходимо вести непрерывные наблюдения в течение всего процесса нагнетания.

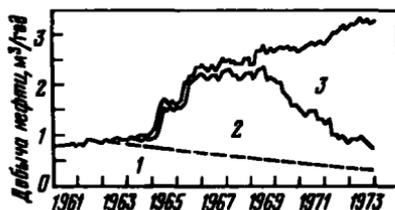
#### 4.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА НАГНЕТАНИЯ ТЕПЛОСИТЕЛЕЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Нагнетание в пласт нагретых жидкостей начало развиваться в 1950 г. Горячую воду, с которой легко работать и затраты на получение которой невелики, использовали для улучшения традиционных способов извлечения нефти задолго до того, как она стала основным рабочим агентом нового метода нефтедобычи. Начало крупномасштабной попытки нагнетания в пласт нагретой воды было положено в Шоонебееке (Нидерланды) в 1957 г., однако используемая на этом месторождении технология до настоящего времени не находит широкого применения.

Метод нагнетания в нефтеносный пласт водяного пара, который начали использовать в тот же период, стал широко применяться с 60-х годов, особенно в США (на калифорнийских месторождениях) и Венесуэле. Применение метода паротеплового воздействия на пласт оказалось эффективным. В 1959 г. специалисты компании „Шелл” разработали основы метода, и он стал широко использоваться в Калифорнии. С июня

Рис. 4.40. Уровни нефтедобычи на месторождении Керн Ривер (США), разрабатываемом концерном Гетти Ойл [4.89]:

1 — первичная добыча; 2 — паротепловое воздействие; 3 — вытеснение паром



1966 по июнь 1967 г. подача пара осуществлялась на 9955 скважинах [4.88], а с 1968 до 1972 г. число нагнетательных скважин составляло около 9000. К 1972 г. на некоторых скважинах было проведено 16 полных циклов паротеплового воздействия на нефтеносный пласт. Различные компании все более часто прибегают и к вытеснению нефти паром, что дает дополнительный эффект (рис. 4.40) [4.89]. В Калифорнии в 1972 г. 20 000 скважин из 38 000 использовались, хотя бы однократно, для нагнетания в нефтеносные пласты водяного пара.

К 1982 г. в США за счет этих методов добывали около 17 млн. м<sup>3</sup>/год нефти [4.90], причем половина ее — из калифорнийских месторождений. Таким образом, нагнетание пара обеспечивает получение 77 % нефти, добываемой в США с помощью методов повышения нефтеотдачи пластов.

В Венесуэле уровень добычи нефти при нагнетании в пласты водяного пара практически равен уровню добычи аналогичным методом из калифорнийских месторождений, т.е. примерно 9 млн. м<sup>3</sup>/год, в основном на месторождениях побережья и на озере Маракайбо, в районе Боливар [4.91]. Кроме того, методы паротеплового воздействия и вытеснения нефти паром используются на месторождениях Ориноко.

В меньших масштабах нагнетание пара в нефтеносный пласт применяют и в других странах, в том числе Канаде, ФРГ, Нидерландах, Франции, СССР и Индонезии. Таким образом, речь идет об одном из самых распространенных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Для оценок эффективности нагнетания пара используют коэффициент эффективности, определяемый отношением количества добытой нефти к количеству закачанного пара, или иногда обратной величиной<sup>1</sup>. При паротепловом воздействии на пласт рассматривают количество пара, нагнетаемого в течение каждого цикла, а при вытеснении нефти паром — лишь суммарное его количество, поступившее в пласт в течение заданного времени нагнетания. Параметр, равный отношению количества добытой нефти к количеству закачанного пара, позволяет сравнивать результаты различных промысловых экспериментов при примерно равном знтальпии пара в каждом из экспериментов; это условие выполняется во многих промысловых работах, в которых сухость пара на выходе парогенератора составляет 0,8, а знтальпия равна 2430—2470 МДж/т.

<sup>1</sup>Если возможна добыча нефти без нагнетания пара в пласт, то рассматривают лишь количество нефти, получаемое дополнительно в результате использования метода повышения нефтеотдачи.

Однако существует оборудование (см. раздел 4.3.2), позволяющее получать пар, сухость которого равна 1. Следовательно, предпочтительно пользоваться другим параметром — отношением количества извлеченной нефти к энтальпии закачанного пара, который позволяет исключить неопределенность, обусловленную свойствами пара<sup>1</sup>.

Еще более показателен коэффициент полезного действия метода  $\eta$ , равный отношению теплоты сгорания добытой нефти к количеству теплоты, использованной в парогенераторе для производства нагнетаемого в нефтеносный пласт пара<sup>1</sup>:

$$\eta = \eta_G \frac{\rho_n Q_i}{(\mathcal{H}_v^0 - \mathcal{H}_l^0)} \cdot \frac{\text{объем добытой нефти}}{\text{количество закачанного пара}}, \quad (4.117)$$

где  $\eta_G$  — к.п.д. парогенератора обычно  $0,8 < \eta_G < 0,85$ ;  $Q_i$  — теплота сгорания добытой нефти<sup>2</sup>;  $\rho_n$  — плотность добытой нефти<sup>2</sup>;  $\mathcal{H}_v^0$  — удельная энтальпия пара, полученного в парогенераторе;  $\mathcal{H}_l^0$  — удельная энтальпия воды, поступающей в парогенератор.

Отношение объема добытой нефти к количеству закачанного пара выражается в  $[\text{м}^3/\text{м}^3]$  или в  $[\text{м}^3/\text{т}]$ . Если считать, что  $\rho_n Q_i \approx 37\,700$  МДж/м<sup>3</sup>,  $\eta_G = 0,83$  и  $\mathcal{H}_v^0 - \mathcal{H}_l^0 \approx 23\,85$  МДж/т (сухость пара  $\approx 0,8$ ), получим

$$\eta \approx 13,3 \frac{\text{объем добытой нефти}}{\text{количество закачанного пара}}. \quad (4.118)$$

При отношении объема добытой нефти к количеству закачанного пара, равном  $0,075 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $\eta = 1$  (т.е. энергозатраты парогенераторов равны теплотворной способности добытой нефти). Если отношение это равно  $0,3 \text{ м}^3/\text{т}$ , то  $\eta = 4$  — энергозатраты парогенератора составляют 1/4 часть теплотворной способности извлеченной нефти. Если в качестве топлива парогенераторов использовать часть добытой нефти, то объем нефти, использованной как отнесенный к объему извлеченной на поверхность нефти, равен  $1/\eta$ , а отношение количества нефти, отводимого от данной нефтедобывающей установки (нетто), к общему количеству добытой нефти определяется выражением

$$\frac{\text{количество нефти нетто}}{\text{общее количество нефти}} = 1 - \frac{1}{\eta}. \quad (4.119)$$

#### 4.4.1. Нагнетание нагретой воды

Технология нагнетания в пласт нагретой воды мало отличается от технологии обычного заводнения, чем этот метод и привлекает. Однако эффективность вытеснения нефти нагретой водой ниже эффективности

<sup>1</sup> Этот параметр применим и при нагнетании нагретой воды.

<sup>2</sup> Величина  $Q_i$  обычно составляет примерно 42 000 МДж/т.

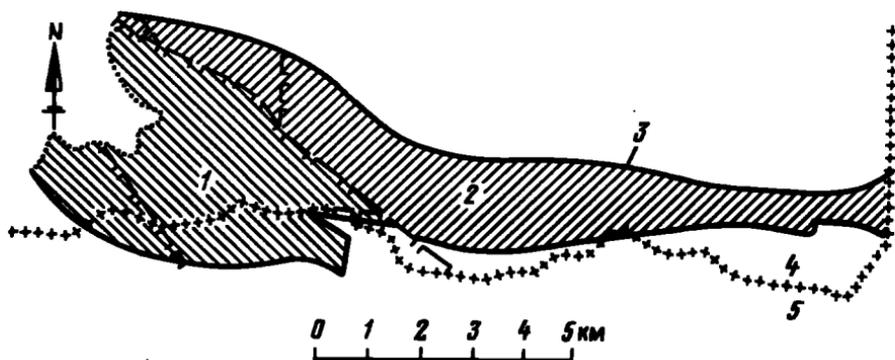


Рис. 4.41. Месторождение Шоонебек (Нидерланды) [4.92], [4.94]:

1 — зона распространения растворенного газа; 2 — зона воздействия водоносного слоя; 3 — граница вода—нефть; 4 — Нидерланды; 5 — ФРГ

ее вытеснения водяным паром. Более того, энтальпия нагретой воды ниже энтальпии водяного пара, и, как видно из ряда работ, для вымывания единицы объема нефтеносного пласта необходимый объем воды должен быть вдвое больше, чем объем пор коллектора<sup>1</sup> [4.92], [4.93]. И, наконец, процесс нагнетания нагретой воды менее устойчив, чем процесс нагнетания пара. Поэтому использовать нагретую воду рекомендуют в тех случаях, когда нагнетание пара неприемлемо, например, если в пласте присутствует глина, разбухающая в пресной воде. Нагнетание горячей воды может быть предпочтительнее нагнетания пара и при разработке глубокозалегающих пластов, когда теплоноситель должен подаваться под большим давлением. Действительно, при росте давления в определенном интервале температур происходит снижение энтальпии пароводяной смеси (см. табл. 2.1, рис. 3.1 и раздел 4.2.1); более того, можно использовать воду, температура которой ниже температуры насыщения, что позволяет воздействовать на больший объем пласта при нагнетании в него того же количества теплоты.

Метод нагнетания нагретой воды был применен для разработки месторождения Шоонебек (рис. 4.41), расположенного на территории Нидерландов вблизи границы с ФРГ [4.92], [4.94]. Нефтеносный коллектор данной залежи представляет собой сыпучий песок с размерами зерен от 60 до 250 мкм, обладающий хорошей проницаемостью и пористостью около 30%; плотность нефти этого месторождения равна 0,905 г/см<sup>3</sup>, ее вязкость составляет 2 сПз при 40 °С, а газовый фактор незначителен (10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Средняя глубина залегания пласта равна 850 м, его максимальная толщина в западной части составляет 20 м, а в восточной — 60 м. Большой разлом разделяет юго-западную область, где режим

<sup>1</sup> Эквивалентного количества холодной воды.

эксплуатации основан на расширении растворенных газов, и юго-восточную зону, содержащую 70 % запасов нефти, на которую оказывает воздействие водоносный слой. В общих зонах естественные режимы добычи малоэффективны, и коэффициент первичной отдачи пласта по оценкам составляет примерно 6 % в первой области (давление 10–30 бар) и 15–20 % – во второй (давление 60–85 бар). После лабораторных экспериментов в 1957 г. была начата разработка месторождения при нагнетании нагретой воды в зону активного влияния водоносного пласта <sup>1,2</sup>.

Опытно-промышленный нефтедобывающий комплекс включал в себя две нагнетательные скважины для подачи нагретой воды, расположенные в низкой части структуры на расстоянии друг от друга 408 м, и семь эксплуатационных. Такая технология позволила в рассматриваемой зоне дополнительно добыть 26 % нефти; однако повышенный уровень добычи был достигнут ранее расчетного срока вследствие неравномерности охвата по площади.

Затем в период с 1963 до 1973 г. [4.94] было пущено в строй еще семь нефтедобывающих комплексов, включающих от двух до шести нагнетательных скважин, что позволило значительно увеличить нефтеотдачу, несмотря на существование предпочтительных направлений распространения нагнетаемой нагретой воды. Работники нефтепромысла в Шоонебееке отмечали, что нагнетание горячей воды достаточно эффективно для этого месторождения, но уровень повышения нефтедобычи при этом трудно предсказуем.

Третичные методы воздействия на пласт горячей водой были испытаны на месторождении „Локо” (шт. Оклахома, США), где пористость внутрипластового коллектора составляет 25,6 %, а проницаемость – 2,5Д [4.93]. Глубина залегания пласта равна 160 м, его средняя полезная толщина всего 4 м, остаточная нефтенасыщенность после заводнения холодной водой составляла 46 %. Плотность нефти данного месторождения 0,926 г/см<sup>3</sup>, ее вязкость – 5,9 сПз при 21 °С. После начальной стадии нагнетания воды через четыре скважины нефть извлекали с площади 1 га по пятискважинной системе. Наблюдалось значительное увеличение приемистости. Однако вода распространялась преимущественно в основании пласта, в зоне сильной водонасыщенности, что повлияло на эффективность эксперимента. Увеличение нефтеотдачи было получено, но в течение всего цикла водонефтяное отношение оставалось высоким.

Нагнетание в пласт нагретой воды использовалось на различных скважинах, так как в этом случае в трубах возникают не слишком существенные напряжения, что позволяет избежать разрушения обсадных труб при нагнетании водяного пара [4.95]. Некоторые из этих работ привели к существенному приросту уровня нефтедобычи.

---

<sup>1</sup> Этот выбор основывался на уровне давления и степени воздействия со стороны водоносного пласта. В первой стадии работ по эксплуатации месторождения существовала опасность набухания глины [4.92].

<sup>2</sup> В обе зоны залежи нагнетали водяной пар (см. раздел 4.4.1).

#### 4.4.2. Паротепловое воздействие на пласт

Огромное количество работ, проводимых во всем мире по паротепловому воздействию на пласт, позволяет выцелить некоторые направления этой технологии нефтедобычи. Наиболее крупномасштабные работы проводятся на калифорнийских (США) месторождениях, таких, как Кэт Кэниол, Коолинга, Хантингтон Бич, Керн Ривер, Мидвей Сансет, Йорба, а также в Венесуэле (Бачакеро, Лагиниллас, Тиа Жуана).

Циклы паротеплового воздействия на одной скважине характеризуются количеством пара, нагнетаемого за один цикл, свойствами пара, длительностью ожидания, а также результатами периода добычи нефти: начальным расходом, кривой падения добычи, количеством нефти, извлеченной за один цикл, увеличением к.п.д. процесса от цикла к циклу.

Оптимальные параметры нагнетания должны быть определены в зависимости от условий залегания эмпирически или на основании модельных экспериментов. Понятно, что при обработке мощных пластов или добыче малоподвижной нефти из месторождений, характеризующихся невысокой собственной энергией, следует увеличить объем нагнетания пара. Как видно из табл. 4.6—4.8, при разработке калифорнийских месторождений за один цикл в пласт обычно нагнетается 1000—3000 т пара.

На месторождениях Венесуэлы, нефть которых имеет вязкость от 1 до 100 сПз, исследования оптимизации добычи при закачке от 1000 до 50 000 т пара показали, что наибольшая эффективность достигается при нагнетании от 4000 до 100 000 т пара за один цикл [4.98].

Способ паротеплового воздействия на пласт исследовался и на залежах очень тяжелой нефти в месторождениях восточной части Канады [4.99]. Так, от 4000 до 8000 т пара за цикл нагнеталось в два коллектора месторождения Джобо (толщина пластов равна 18 и 63 м, глубины их залегания — 1100 и 1200 м, вязкость нефти в пластах составляла 2 и 20 сПз). Компания „Империал Ойл” при эксплуатации месторождения Колд Лейк на востоке Канады, разработка которого в условиях естественного режима пласта невозможна из-за высокой вязкости нефти (1000 сПз), закачивала в пласт за цикл от 6000 до 11 000 т и даже 32 000 т пара [4.100].

Часто полагают, что объем нагнетания пара должен быть пропорционален толщине пласта, по крайней мере для очень мощных пластов. Тем самым вводят параметр, характеризующий необходимый уровень нагнетания, — отношение количества закачиваемого пара (или поступившего в пласт количества теплоты) к полезной толщине пласта. Этот параметр обычно лежит в пределах от 15 до 300 т/м (см. табл. 4.6 и 4.8, а также [4.98]) и чаще всего изменяется в интервале 40—100 т/м, что соответствует, при сухости пара на выходе парогенератора 80 %, пределам 36—720 ГДж/м и 96—240 ГДж/м\*. Анализ эффективности паро-

---

\*Если считать, что разность энтальпий пара на выходе парогенератора и воды на его входе составляет примерно 2400 мДж/т.

Таблица 4.6

Эксплуатационные характеристики участков различных калифорнийских месторождений (США), подвергнутых паротепловому воздействию [4.88]. Плотность нефти 0,96–0,985 кг/м<sup>3</sup>

Месторождение	Участок	Полезная открытая толщина пласта, м	Нагревание пара		Длительность цикла, мес	Добыча нефти			Добыча нефти, м <sup>3</sup>	Количество добытой нефти/количество закачанного пара, м <sup>3</sup> /т	
			т	т/м		перед паротепловым воздействием	после паротеплового воздействия			полная добыча нефти	дополнительная добыча нефти
							30* пер-вых дней	окончательный уровень			
Хантингтон Бич	ТМ	12	710	59	15	2,4	25	4	4610	6,5	5,0
Сан Ардо	Ломбарди	67	2230	33	18	4	57	5,6	7950	3,6	2,8
Керн Ривер	Чайна	6,7	700	104	6	0,5	22	2,4	1840	2,6	2,5
Мидвей Сансет	Поттер (А)	76	950	13	5	1,6	17	4	1470	1,55	1,29
Керн Ривер	Керн Ривер	67	1030	16	5	2,2	10	3,2	750	0,73	0,43
Коалинга	Тремблор	33	1430	44	5	0,5	8	2,4	680	0,48	0,40
Мидвей Сансет	Талэр	73	1900	26	6	0,8	9	1,6	740	0,39	0,31
Мидвей Сансет	Поттер (Б)	76	1220	16	4	0,8	6	1,6	480	0,39	0,29
Вайт Волф	Риф Ридж	23	2230	98	4	4,8	13	4,8	1070	0,48	0,23
Позо Крик	Этчегонн	24	1060	44	6	1,1	3	1,6	420	0,40	0,21

\*Среднее значение.

Таблица 4.7

Эксплуатационные характеристики последовательных циклов паротеплового воздействия на участке ТМ месторождения Хантингтон Бич [4.96]

Показатель	Номер цикла			
	1	2	3	4
Число скважин	24	18	11	4
Среднее количество пара, нагнетаемое за цикл, т	1520	1290	1690	1870
Среднее удельное количество пара, т/м	112	100	121	139
Средняя сухость нагнетаемого пара, %	71,4	69,3	75,1	78,5
Средняя продолжительность цикла, мес	14	18	15,3	14,5
Средний уровень нефтедобычи за цикл, м <sup>3</sup>	4600	4910	3920	4650
Количество добытой нефти /количество закисчанного пара, м <sup>3</sup> /т	3	3,8	2,4	2,5

Примечание. Глубина залегания пласта от 600 до 700 м; его полезная толщина от 12 до 18 м; пористость коллектора 35 %; проницаемость от 400 до 800 мД; водонасыщенность 20,5 %; нормальная температура пласта 53 °С; нормальное давление в пласте 65 бар; плотность нефти от 0,965 до 0,985 (от 12 до 15° API); вязкость нефти плотностью 13,7° API, насыщенной газом, составляет 4,57 Пз при 53 °С.

теплового воздействия на пласт толщиной 30 м месторождения Хантингтон Бич, вязкость нефти которого 7 сПз, позволил определить оптимальный уровень нагнетания пара, составивший 90 т/м [4.101].

Чтобы снизить уровень тепловых потерь, ограничить время непродуктивного использования скважины и обеспечить наилучшее распределение пара по высоте пласта, необходимо добиться соответствия расхода нагнетаемого пара, мощности парогенераторов и приемистости пласта. Чаще всего расход пара составляет 50–200 т/сут при длительности нагнетания от нескольких дней до месяца и более. Период прогрева пласта перед извлечением нефти продолжается от двух-трех дней до месяца. Вопрос о продолжительности прогрева является спорным [4.98], [4.101], [4.102], причем по некоторым источникам она мало влияет на эффективность нефтедобычи [4.103]. Длительный прогрев дает возможность обеспечить полную диссипацию скрытой теплоты в призабойной зоне и снизить долю энергии, вновь поднятой на поверхность. Однако в этом случае уменьшается число дней добычи нефти. При обработке пластов с низкой собственной энергией выгоднее сокращать длительность прогрева, чтобы использовать для подъема на поверхность нефти энергию, обусловленную ростом давления, вызванного нагнетанием пара [4.102]. На месторождении Хантингтон Бич наибольшая нефтеотдача была достигнута при длительности прогрева около 9 сут [4.101].

Таблица 4.8

Эксплуатационные характеристики последовательных циклов паротеплового воздействия на участке Бузна Фе Фе, месторождение Мидвей Сансет (шт. Калифорния, США) [4.97]

Показатель	Номер цикла						
	1	2	3	4	5	6	7
Количество пара, нагнетаемого за цикл, т	1007	982	822	730	893	862	900
Расход нагнетаемого пара, т/сут	От 72 до 106	От 19 до 85	От 44 до 79	От 82 до 95	От 83 до 16	От 32 до 105	От 113 до 126
Температура нагнетания, °С	177	От 148 до 168	От 153 до 170	От 148 до 164	От 153 до 162	От 148 до 153	От 192 до 213
Давление нагнетания, бар	От 9 до 10	От 4,5 до 7,5	От 5 до 8	От 4,5 до 8	От 5 до 6,5	От 4,5 до 5	От 13 до 20
Длительность нагнетания, сут	11	15	12	8	9	12	7
Время прогрева, сут	8	3	3	3	6	3	2
Общая длительность цикла, сут	120	216	162	196	298	262	340
Уровень нефтедобычи за цикл (в стандартных условиях)	888	1397	907	937	1148	817	1175
Количество извлеченной воды за цикл, м <sup>3</sup>	295	489	445	506	728	697	626
Количество добытой нефти/ количество закачанного пара, м <sup>3</sup> /т	0,88	1,42	1,10	1,28	1,29	0,95	1,31

Примечание. Глубина залегания кровли пласта 180 м, средняя полезная мощность 62,5 м, пористость коллектора 30 %, проницаемость 1 Д; начальная нефтенасыщенность 75 %, нормальная температура пласта 32 °С, плотность добытой нефти 0,972, вязкость при температуре пласта 15 Пз

При повторном извлечении нефти из скважины на участке, подвергшемся паротепловому воздействию, часто наблюдалась фаза фонтанирования, длившаяся несколько дней, особенно если прогрев пласта был продолжителен. Следует избегать излишней закачки пара; снижение темпа нефтедобычи при повторном пуске скважин может благоприятно сказаться на объемах добычи [4.98]. Для минимизации периодов обработки пласта перед повторной откачкой нефти полезно оставлять глубинный насос в скважине на время нагнетания пара. В этом случае насос поднимают из его гнезда на высоту буровой трубы, если нагнетание проводится по обсадной трубе; на уровне расположения насоса обсадная труба должна иметь больший диаметр для обеспечения подачи пара без существенного падения напора.

Реакция на паротепловое воздействие зависит от характеристик пласта. Иногда можно получить очень высокие отношения количества добытой нефти к количеству закачанного пара, соответствующие коэффициентам полезного действия, лежащим в пределах от 10 до 100 (см. табл. 4.6—4.8). Примеры кривых понижения уровней нефтедобычи показаны на рис. 4.42 и 4.43.

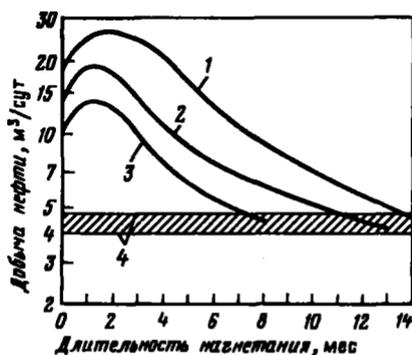
Эффект паротеплового воздействия тем заметнее, чем выше вязкость нефти. Более того (см. раздел 4.2.2), уменьшение количества отложений, засоряющих призабойную область, также способствует повышению производительности скважины; если это явление носит преобладающий характер, отпадает необходимость нагнетания больших количеств пара за цикл.

Длительность одного цикла паротеплового воздействия может изменяться от нескольких месяцев до двух лет; для определения момента начала нового цикла обычно задаются минимальным уровнем добычи нефти в текущем цикле (см. рис. 4.42).

Поскольку количество механической энергии, поступившей в пласт, незначительно и сосредоточено в призабойной зоне, объем которой мал относительно объема области воздействия, циклическое нагнетание пара обычно приводит к небольшому повышению уровня добычи, достигнутого после длительного периода непрерывной нефтедобычи. Этот выигрыш оценивается в 2—5 % от нефтяных запасов пласта [4.98].

Рис. 4.42. Нефтедобыча при последовательных циклах паротеплового воздействия на пласт [4.10]:

1 — первый цикл: 100 скважин, по которым проводилось усреднение; 2 — второй цикл: 40 скважин; 3 — третий цикл: 6 скважин; 4 — интервал уровня нефтедобычи, являющийся оптимальным для начала повторного нагнетания пара



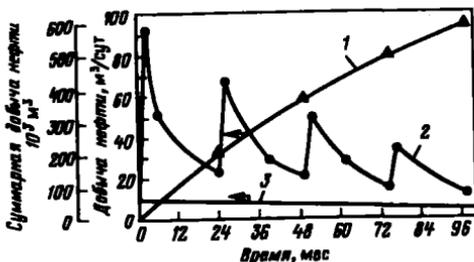


Рис. 4.43. Уровень нефтедобычи при циклическом нагнетании пара в пласт [4.98].

Усредненные значения по всем скважинам месторождения побережья Боливар (Венесуэла) участков, подвергнутых паротепловому воздействию:

1 — суммарный объем нефтедобычи; 2 — добит нефти; 3 — добыча в естественном режиме пласта (среднее понижение уровня добычи составляет 9,4 % в год)

Однако вследствие паротеплового воздействия ускоряется добыча нефти на поверхность. Так, на месторождениях побережья Боливар (Венесуэла) добыча нефти в результате теплового воздействия составила от 5 до 15 % [4.98], причем циклическое паротепловое воздействие на пласт позволило увеличить объемы нефтедобычи до 30 % [4.83], [4.98].

#### 4.4.3. Вытеснение паром

Общие сведения. После циклического паротеплового воздействия на пласт часто прибегают к вытеснению нефти из пласта паром. Данная технология используется при истощении запасов нефти в разрабатываемом районе и снижении внутрипластового давления.

Так, в США с 1970 г. наблюдалось постепенное увеличение числа установок по вытеснению нефти паром: 22 — в 1973 г., 31 — в 1975, 43 — в 1977, в то время как число установок циклического паротеплового воздействия оставалось примерно одинаковым: 54 в 1975 г. и 56 — в 1977 г. [4.91]. Самые крупные комплексы по вытеснению паром функционируют на таких калифорнийских месторождениях, как Керн Ривер, Сан Ардо, Мидвей Сансет, Маунт Позо, и на венесуэльской залежи Тиа Жуана Эст.

Основными рабочими параметрами, влияющими на эффективность вытеснения паром, являются расход, количество нагнетаемого пара, его характеристики (давление, сухость), размер и геометрия разрабатываемого участка.

Оптимальные рабочие параметры установок определяют как в результате анализа добычи нефти при вытеснении ее паром в промышленных масштабах, так и при модельных исследованиях численными методами. Например, на основе данных, полученных при разработке калифорнийского месторождения Керн Ривер, для которого характерно неглубокое залегание пластов, компании "Гетти Ойл" получено оптималь-

ное значение расхода пара сухостью 70 %, равное  $2 \cdot 10^{-4}$  т/(м<sup>3</sup>·сут) [4.104]. Численное моделирование процесса при аналогичных условиях для пласта толщиной 20 м дало оптимальную продуктивность при тех же расходах пара, однако теоретически полученные результаты несущественно зависели от расхода [4.58].

Таким образом, вопрос о наличии или отсутствии однозначной корреляции оптимального расхода пара с объемом пласта, в котором происходит вытеснение, или с помощью участка, ограниченного находящимся на его периферии скважинами, неясен. Действительно, тепловые потери вытеснить нефть лишь из относительно узкой его части. Модельные исследования условий залегания нефти в месторождении Керн Ривер указывают на то, что расход пара не зависит от толщины пласта, если она изменяется в пределах 9–27 м; он составляет  $3 \cdot 10^{-3}$  т/сут на 1 м<sup>2</sup> участка [4.55].

Оптимизация расхода пара при вытеснении нефти приводит к ограничению расстояний между скважинами. Аналогичное заключение, основанное на экономических соображениях, было получено из модели Маркса и Лангенхейма (см. раздел 4.2.1). Чаще всего площадь, обрабатываемая паром, через одну скважину составляет от 1 до 10 га. Обычно на участках, где проводится вытеснение нефти паром, пар централизованно распределяется на пять, семь или девять скважин. На некоторых месторождениях практикуется нагнетание пара в батарею скважин (табл.4.9). Во всех случаях при размещении скважин следует учитывать характеристики пласта.

Повышение нефтедобычи при вытеснении паром обычно не столь существенно, как при циклическом паротепловом воздействии: отношение количества извлеченной нефти к количеству закачанного пара редко достигает 0,5 м<sup>3</sup>/т и обычно лежит в пределах от 0,15 до 0,3 м<sup>3</sup>/т [4.95], [4.105] (см. табл. 4.9). Эти значения хорошо согласуются с теоретически полученными результатами (см. рис. 4.19 и 4.25). Это значит, что коэффициент полезного действия метода обычно не превышает 7 и изменяется в интервале от 2 до 4.

В некоторых примерах (см. табл. 4.9) остаточная нефтенасыщенность  $S_{hr}$  в зоне, занятой паром, определена или на основе лабораторных экспериментов, или при анализе образцов пород, отобранных из зоны, промытой паром. При этом  $S_{hr} < 20$  %; следует отметить рекордно низкое значение  $S_{hr}$ , достигнутое при вытеснении легкой нефти месторождения Шиллс Кэньон ( $S_{hr} \approx 3$  %), определенное по керну, отобранному на расстоянии 7,6 м от скважины, в которую в течение 6 мес нагнетался пар [4.20]. Этот уровень остаточной нефтенасыщенности, обусловленный перегонкой легких нефтяных фракций паром, указывает на возможность получения интересных результатов даже при добыче легкой нефти.

На эффективность вытеснения нефти паром оказывает влияние внутрипластовая неоднородность. Так, на месторождении Йорба Линда наличие в отдельных местах отложений алевrolита привело к ограничению продвижения пара к кровле пласта [4.108].

Таблица 4.9

## Основные работы по использованию метода вытеснения нефти из пласта паром

Месторождения и нефтедобывающие компании	Год начала нагнетания	Полезная толщина пласта/общая толщина пласта, м/м	Глубина залегания кровли пласта, м	Пористость, %	Нефтенасыщенность перед нагнетанием пара, %	Проницаемость, мД м/м	Внутрипластовая температура, °С	Внутрипластовое давление перед нагнетанием пара, бар	Параметры нефти	
									плотность, г/см <sup>3</sup>	вязкость, Пз (при T °С)
Керн Ривер (Гетти)	1964	18	150–400	35	50	4 000	35	4	0,95–0,98	4 – 70 (32)
Маунт Позо (Шелл)	1970	16/23	550	33	58	20 000	43	7	0,96–0,97	2,8 (43)
Йорба Линда (Шелл)	1971	91	200	30	–	600	29	–	0,96–0,99	64 (29)
Тиа Жуана С <sub>3</sub> /С <sub>4</sub> (Шелл Венесуэла)	1961	61/75	440–520	33	71	1000–3000	45	13–25	0,96–1	13–50 (38)
Тиа Жуана М <sub>6</sub> (Маравен)	1975	38/76	490	38	68	2800	45	7	0,99	10–90 (38)
С. Белридж (Мобиль)	1969	28/64	335	35	69	3000	35	12–29	0,98	16 (35)
Шоонебек (Шелл)	1960	24	730–850	30	85	1000–10000	38	10	0,90	1,8 (38)

Коалинга (Шелл)	1963	15/90	460	31-36	57	900-10 000	38	-	0,88-0,96	0,1-3 (38)
Керн Ривер (Шеврон)	1968	21	200	34	49	7600	27	5	0,97	27 (29)
Винклеман Дом (Амоко)	1964	22	370	25	75	640	27	15	0,97	9 (27)
Мидвей Сан-сет (Шеврон)	1975	78/105	400	27	36-59	520	41	5	0,97	15 (41)
Кет Кенион (Гетти)	1977	24/24	760	31	65	5000	43	-	1	250 (43)
Чарко Редондо (Техасо)	-	3	61	30-35	34	2 500	22	1	0,95	1 (16)
Шеллс Кенион (Техасо)	1973	49	260	20	45	140	41	7	0,86	0,06 (41)
Георгсдорф (БЕВ)	1975	38/43	650-850	25	80	1150	40	32	0,89	1,6 (40)
Лэк Сап (SNEA)	1977	100	610	15	60	1000 (трещины) $\approx$ 1 (коллектор)	60	60	0,93	0,17 (60)

Таблица 4.9 (продолжение)

## Основные работы по использованию метода вытеснения нефти из пласта паром

Месторождения и нефтедобывающие компании	Тип системы скважин и их расположение на участке	Площадь пласта, заполняемая паром, га	Число нагнетательных/эксплуатационных скважин	Давление нагнетания, бар	Расход пара, нагнетаемого в одну скважину, т/сут
Керн Ривер (Гетти)	Площадь 1 га, пятискважинная система	1 400	700/1100	15	50
Маунт Позо (Шелл)	Эксплуатационная скважина находится между двух нагнетательных	300	16/90	15	300
Йорба Линда (Шелл)	Площадь 1,3 га, девятискважинная система	22	16/74	15	—
Тиа Жуана <sup>2</sup> (Шелл)	Площадь 4,6 га, семискважинная система	32	7/24	20–30	—
Тиа Жуана М <sub>6</sub> (Маравен)	Площадь 14 га, семискважинная система	42 /740/ (4)	3/ (19/131)	45	400–600 (500) (4)
С.Белридж (Мобиль)	Одна серия нагнетательных скважин	82	15/41	—	—
Шоонсебек (Шелл) <sup>2</sup>	Площадь ≈ 6–7 га, пятискважинная система	27	4/10	35–60	230
В. Коалинга (Шелл) <sup>5</sup>	Площадь ≈ 3,5 га, пятискважинная система	210	60/93	25	—
Керн Ривер (Шеврон) <sup>5</sup>	Площадь 2,5 га, семискважинная система	25	10/32	15	100
Винклеман Дом (Амоко) (Амоко)	Площадь 4 га, пятискважинная система	40	15/21	80	—
Мидвей Сансет (Шеврон)	Площадь от 0,8 до 2,3 га, пятискважинная система	9	6/15 (13/33) (4)	20–40	60–130
Кет Кеннон (Гетти)	Площадь 2 га, пятискважинная система	8	4/9	50–95	95–60
Чарко Редондо (Техасо) <sup>2</sup>	Площадь 1 га, пятискважинная система	1	1/4	15	90
Шиллс Кеннон (Техасо)	Система, ограниченная сбросами	12	2/	30–50	30–90
Георгсдорф (БЕВ)	Сброс пород на севере и юге	64	2/13	100–120	400
Лэк Сал (SNEA)	Площадь 20 га, семискважинная система	20	1/6	85	160

<sup>1</sup> Оценка дана для вытеснения паром.<sup>2</sup> Работы окончены.<sup>3</sup> Включая нефть, полученную при уплотнении (см. раздел 4.4.3).<sup>4</sup> Цифры относятся к крупномасштабным работам, планируемым к проведению<sup>5</sup> При нагнетании воды.<sup>6</sup> Объем добытой нефти, отнесенный к объему нефти внутри пласта при пятискваж внутри пласта нефти поднято на поверхность или вытеснено за пределы разрабатываемого пласта<sup>7</sup> Отношение дополнительно добытого объема нефти к количеству закачанного пара

Суммарный расход при нагнетании, т/сут	Отношение уровней добычи до и после нагнетания пара, $10^3 \text{ м}^3/\text{год}$	Повышение производительности, %	Отношение объема добытой нефти к количеству закачанного пара, $\text{м}^3/\text{т}$	Остаточная нефтенасыщенность в зоне, занятой паром	Номер ссылки в списке литературы к гл. 4
30 000	/2 300	56–73	0,21	5–13	[4.104]
3200	100/700	38 (1)	22	15	[4.106]
—	/200	30 (1)	—	—	[4.107]
1 500	/400	>20	0,61 (3)	15	[4.108]
1 500 (10 000) (4)	(500/2000) (4)	26 (1) (4)	(0,34) (1) (4)	—	[4.109]
1 300	/100	—	0,25	—	[4.10]
800	5/100	55	0,37	8	[4.111]
3000	/100	10	0,17	12	[4.94]
1 000	/80	37	0,17	8	[4.113]
600	2/50	50	0,2	—	[4.30]
500 (1000) (4)	10/40	—	0,16	—	[4.114]
400	/15	—	0,25 (1)	—	[4.115]
90	/2	30 (6)	0,05	9	[4.116]
120	0,7/15	—	0,25	3	[4.117]
800	25/80	5,4	0,29 (7)	—	[4.118]
160	9/20	—	0,2	19	[4.119]
					[4.120]
					[4.121]
					[4.122]

после окончания опытно-промышленной стадии.

ной системе; из анализа керна можно сделать вывод, что более 70 % находившейся ваемого участка.

составляет примерно  $0,19 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Анализ теплового баланса в трех работах по вытеснению нефти паром позволил оценить распределение энергии, поступившей в пласт с паром, и ее долю, остающуюся в пласте, передающуюся окружающим породам и уносимую извлекаемыми на поверхность жидкостями [4.30], [4.109], [4.112]. Во всех трех случаях при непрерывном нагнетании пара в течение пяти-шести лет была получена следующая картина: в первый год нагнетания количество теплоты, уносимой извлекаемыми жидкостями, мало; к концу второго года оно достигает 10 % и в последующие годы растет до 15–20 %. В среднем от 10 до 20 % поступающей в пласт энтальпии пара уносятся извлекаемыми на поверхность нефтепродуктами. Это значение может увеличиться, если нагнетание проводится и после прорыва пара: при низком давлении внутрипластовые жидкости могут переносить до 50 % теплоты, поступающей в пласт [4.58]. Было предложено (см. раздел 4.2.1) учитывать долю количества теплоты с поступающими на поверхность жидкостями при оценке эффективности вытеснения с помощью аналитической модели.

К.п.д. процесса можно повысить, нагнетая в конечной его стадии теплоноситель с энтальпией меньшей, чем пар (пар с меньшей степенью сухости, холодная или нагретая вода); в этом случае оставшаяся в пласте нефть вытесняется при минимальных энергетических затратах.

Если добываемая нефть малоподвижна, рекомендуется холодные эксплуатационные скважины прогревать паром.

Описание некоторых работ. Наиболее масштабные работы по вытеснению нефти паром были осуществлены компанией „Гетти Ойл” на месторождении Керн Ривер в Калифорнии, США (рис. 4.44 и см. табл. 4.9). В них использовалось около 1800 нагнетательных и 2550 эксплуатационных скважин; объем нефтедобычи составлял примерно 4,8 млн. м<sup>3</sup>/год. В каждую центральную скважину пятискважинной системы, охватывающей площадь около 1 га, нагнеталось примерно 50 т/сут пара [4.104].

Пар, используемый одновременно и для вытеснения нефти, и для циклической обработки пласта, вырабатывается системой парогенераторов, оборудованных очисткой дымовых газов. Нефтеносный пласт содержит четыре основных песчаных горизонта; толщины обрабатываемых паром зон изменяются от 8 до 38 м. Их пористость составляет ~ 30 %, а проницаемость 5 Д. При вытеснении нефти паром были получены хорошие результаты: коэффициент нефтеотдачи пласта на пяти участках, разрабатываемых компанией „Гетти Ойл”, составлял от 45 до 73 % от запасов нефти, коэффициент охвата по площади был близок к 100 % [4.104].

Непрерывное нагнетание пара в пласт на участке Тен Пэттерн (компания „Шеврон”) позволило получить коэффициент нефтеотдачи, равный 37 % запасов нефти, при разработке пласта на естественном режиме. Нагнетание холодной воды в конечной стадии обработки пласта дало возможность дополнительно получить еще 25 % нефти; в дальнейшем ожидается выход на уровень приблизительно 78 % (табл. 4.10) [4.114].

Перемещение пара в верхнюю область пласта обуславливает более низкую остаточную нефтенасыщенность вблизи кровли пласта, чем вбли-

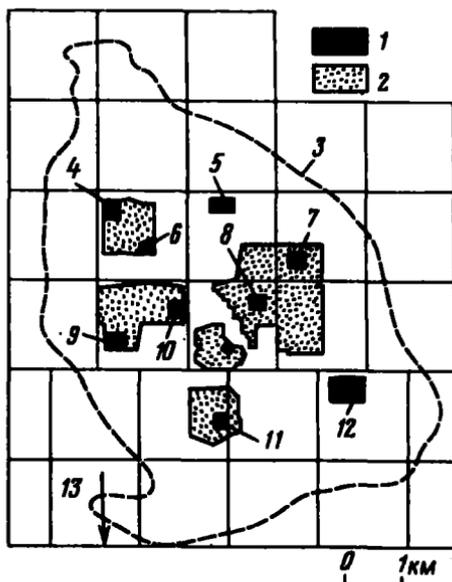


Рис. 4.44. План участка месторождения Керн Ривер, разрабатываемого при вытеснении нефти паром:

1 — установки; 2 — области охвата; 3 — граница поля Керн Ривер; участки: 4 — Чикаго Круд; 5 — Мекка; 6 — Гава; 7 — Ридж; 8 — Керн; 9 — Гав; 10 — Стерлинг; 11 — Сан Жоакин; 12 — Тен Пэттерн; 13 — к Бэкерсфилду

зи его основания. Из табл. 4.10 видно, что толщина зоны, занятой паром, лежит в пределах от 4 до 10 м, что соответствует 26–58 % охвата пласта по толщине. На участке Керн А, для которого характерна более высокая пористость верхней половины пласта, нагнетание пара лишь в верхний слой толщиной 9 м не привело к ослаблению расслоения<sup>1</sup>. Средняя эффективность вертикального вымывания в зоне повышенной температуры (включающей зону, занятую паром, и подстилающую зону, заполненную горячей водой) составляет примерно 88 % на участке Тен Пэттерн

<sup>1</sup>Для оценки высоты пласта, охваченной паром в нагнетательных скважинах на месторождении Керн Ривер, можно воспользоваться уравнениями (4.90) и (4.91). Средние значения параметров, необходимых при расчетах, следует взять из табл. 4.9 и 4.3. Допускают, что относительная проницаемость пара  $k_{r,p} = 0,25$  и его сухость  $X^* = 0,7$ . При таких условиях получают, что на участке Тен Пэттерн (высота столба пара  $H_{ст} = 9$  м) пар занимает 43 % высоты пласта; на участках, разрабатываемых компанией Гетти Ойл,  $H_{ст}/h = 48$  % и  $H_{ст} = 8,7$  м при допущении, что средний расход нагнетания составляет 50 т/(сут·скв.) и толщина пласта равна 18 м. Для участка Сан Жоакин (толщина пласта  $h = 9$  м) при расходе нагнетания 27 т/сут в конечной стадии работы по нагнетанию и при сухости пара  $X^* = 0,6$  получена величина  $H_{ст}$  — того же порядка, что и толщина зоны, занятой паром в пласте, из которого взят пробный анализ пород.

Таблица 4.10

Результаты использования вытеснения паром для повышения нефтеотдачи на месторождении Керн Ривер (США)

	Установки			
	Керн [4.104]	Сэн Жо-аким [4.104]	Керн А [4.104]	Тен Рэтгерн [4.114]
Вязкость нефти в условиях залегания, Пз	4	15	22	≈ 30
Число нагнетательных скважин	4	8	9	10
Суммарная площадь участка, га	4	8	9	25
Общее количество закачанного в пласт пара, т	525 000	—	830 000	2 000 000
Длительность работы, год	≈ 8	—	6	5
Отношение объема извлеченной нефти к количеству поступившего в пласт пара, м <sup>3</sup> /т	0,26	0,16/0,34*	0,28	0,17
Полезная толщина пласта, м	17	9	27	21

Результаты анализов образцов, отобранных из пласта после окончания процесса вытеснения нефти паром

Верхняя область пласта (зона, занятая паром)	Толщина рассматриваемой области пласта:				
		м	4,3	8,2	5,5 <sup>2</sup>
	%	58	50	30	26**
	$S_{hr}$ %	8,7	4,4	5,7	8
Нижняя область пласта (зона, заполненная водой)	Толщина рассматриваемой области пласта:				
		м	4,3	18,8	11,9***
	%	42	50	70	56****
	$S_{hr}$ %	21,5	29,5	21,2	24

\*Первое значение было получено при нагнетании 61 т/сут, второе – при снижении расхода до 27 т/сут.

\*\*Средняя мощность зоны, занятой паром, на 10 участках составляла 9 м, т. е. 43 % мощности пласта.

\*\*\*Средняя мощность зоны, занятой водой, на 10 участках составляла 9,5 м, т. е. 45 % мощности пласта.

\*\*\*\*Керн, отобранный из подошвы пласта.

(компания „Шеврон”), а соответствующий охват по площади – 67 % (рис. 4.45). Пар заполняет пласт неравномерно.

На месторождении Шоонебек (см. раздел 4.4.1, см. рис. 4.41) нагнетание пара было испробовано как в зоне, где режим месторождения определяется расширением растворенного газа, так и в области, подверженной влиянию водоносного слоя.

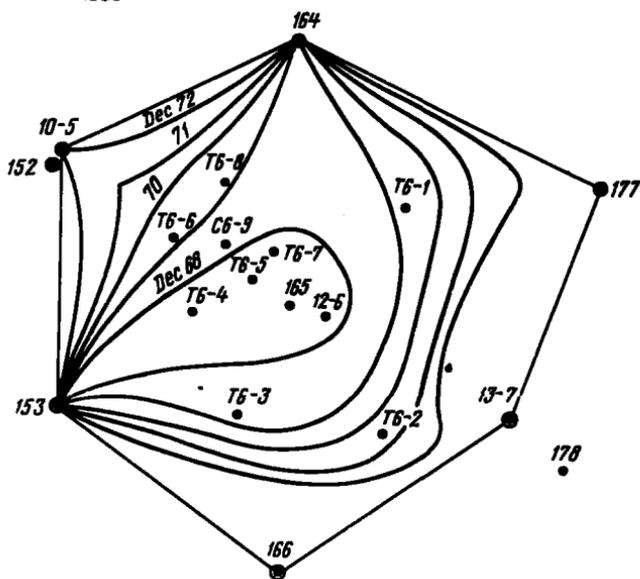
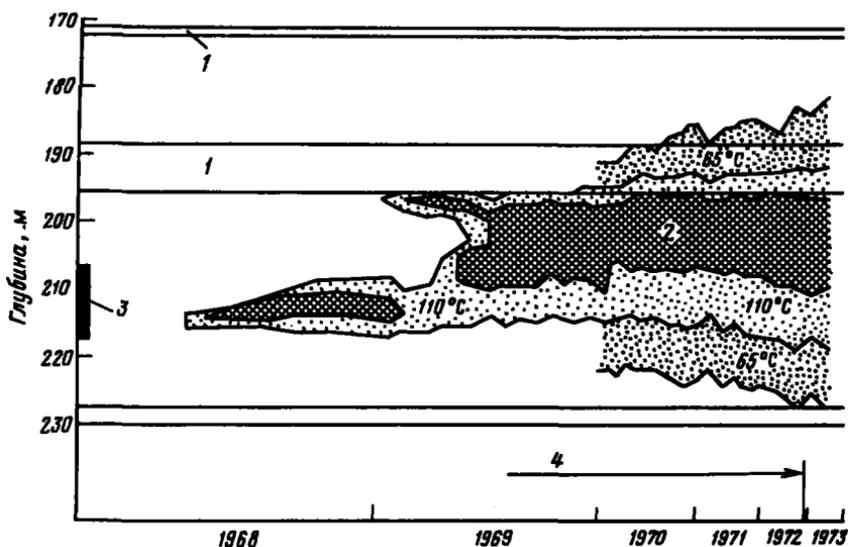


Рис. 4.45. Объемы зон повышенной температуры на участке Тен Пэттерн месторождения Керн Ривер [4.114]:

1 – алевроиты; 2 – зона, занятая паром; 3 – горизонт, соответствующий глубине нагнетания; 4 – объем пара, равный суммарному объему пор

Эксперимент, проводившийся в первой зоне на четырех участках с пятиточечной системой скважин, дал неплохие результаты. Однако наибольший уровень нефтедобычи был достигнут на добывающих скважинах, структурно расположенных ниже нагнетательных, хотя прорыв пара наблюдался на ряде скважин, расположенных выше по восхождению пласта [4.94], [4.112]. Недавно на этом же участке месторождения начался новый эксперимент.

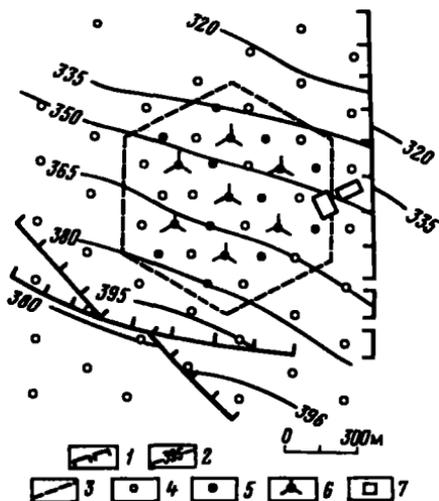
С другой стороны, с 1972 г. на месторождении Шоонебек, разрабатываемом на водонапорном режиме (см. рис. 4.41), проводятся работы по вытеснению нефти паром. Ранее в зону, охватываемую экспериментом, нагнеталась нагретая вода вблизи водонефтяного контакта. Это привело к тому, что на начальном этапе нагнетания нефтенасыщенность в радиусе 10–15 м от водонефтяного контакта достигала 35 %, в то время как в остальных областях ее значение мало отличалось от исходного. Пар нагнетался через две скважины, расположенные недалеко от водоносного слоя; ответная реакция добывающих скважин, расположенных выше по восхождению пласта, оказалась хорошей – отношение объема полученной нефти к количеству закачанного пара составила  $0,7 \text{ м}^3/\text{т}$  [4.123]. Более того, нагнетание пара снизило фильтрацию воды из водоносного слоя, что уменьшило долю воды в извлекаемой продукции. На основе результатов испытаний было решено начать крупномасштабные работы с использованием 14 нагнетательных и 43 добывающих скважин. Для повышения ресурса обсадной трубы в нагнетательных скважинах при росте температуры и давления ( $325 \text{ }^\circ\text{C}$  и 120 бар) она была изолирована и специально оборудована. Емкости для сбора извлекаемой на поверхность продукции изготовлены из нержавеющей стали, стойкой к коррозии, вызываемой присутствием  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  в эффлюентах. Программой предусматривалось нагнетание 6,7 млн. т пара в течение шести лет (примерно 400 т/сут в каждую скважину); повышение объема нефтедобычи планировалось на уровне 7 млн.  $\text{м}^3$  (17 % нефти в условиях залегания). Таким образом, конечный объем добычи в этой зоне составил 39 % [4.123].

При работах на месторождении Маунт Позо (см. табл. 4.9), характеризуемом активным водоносным слоем, достигнутое отношение объема нефти к количеству закачанного пара составило  $0,22 \text{ м}^3/\text{т}$ . Такое повышение нефтеотдачи было получено благодаря оригинальной программе нагнетания, отработанной на физической модели. На первой стадии пар нагнетался одновременно через две батареи скважин, одна из которых располагалась в верхней части месторождения, а другая – вблизи водонефтяного контакта. Прогревание нижней части месторождения препятствовало накоплению холодной нефти вблизи зоны водонефтяного контакта. На втором этапе нагнетание проводилось лишь в верхнюю часть месторождения, причем поднятие водоносного пласта обеспечивало перемещение нефти, находящейся в зоне, нагретой ранее в результате нагнетания пара вблизи водонефтяного контакта [4.106].

Вытеснение нефти паром было испробовано на месторождении Тиа Юана (см. табл. 4.9). Первый эксперимент (Тиа Жуана  $\text{C}_3/\text{C}_4$ ) прово-

Рис. 4.46. Разрабатываемый участок Тма Жуана (С<sub>3</sub>/С<sub>4</sub>) [4.109]:

1 — сброс; 2 — контуры (75 м над верхним слоем); 3 — граница разрабатываемого участка; 4 — старые скважины; 5 — новые скважины; 6 — двойные нагнетательные скважины; 7 — оборудование для нагнетания пара и добычи нефти



дился при одновременном нагнетании пара в два горизонта, расположенных на глубинах соответственно 400 и 520 м, толщина которых составляла 45 и 30 м, а суммарная полезная — 61 м [4.109]. В начале эксперимента давление в нижнем слое, содержащем нефть вязкостью 50 сПз, доводилось до 25 бар, а в верхнем слое с нефтью вязкостью 13 сПз — 13 бар. Область, на которой проводились работы, была разбита на семь шестиугольных участков (рис. 4.46), в центре каждого из которых были расположены две нагнетательных (по одной на каждый слой) скважины; добывающие скважины были сконструированы для приема нефти из обоих слоев, что могло обеспечить обмен жидкостью между слоями. Нагнетательные скважины были оборудованы 7-дюймовыми обсадными трубами, зацементированными термостойким цементом; для снижения тепловых потерь кольцевой зазор между обсадной колонной и нагнетательными трубами сообщался с воздухом благодаря установке глубинного пакера. Была получена хорошая приемистость скважины, хотя в нижний слой пар нагнетался при более высоком давлении, разность давлений нагнетания снижалась в ходе эксперимента (рис. 4.47). В обоих слоях было отмечено предпочтительное распространение пара в их верхней части. Во всех участках наблюдалось асимметричное перемещение жидкостей — это удалось определить нагнетанием вместе с паром небольших количеств воздуха и измерением объемов азота, поступающего в различные добывающие скважины. Попытки дросселирования некоторых скважин не смогли изменить данной тенденции, однако некоторое улучшение положения было достигнуто при прогревании паром тех скважин, которые ранее не подвергались никакой обработке. При этом отношение объема полученной нефти к количеству закачанного пара составило 0,6 м<sup>3</sup>/т [4.109]. Однако вследствие замеченного в ходе разработки месторождения опускания почвы было определено, что более половины эффекта вытеснения обусловлено уплотнением, и отношение объема нефти,

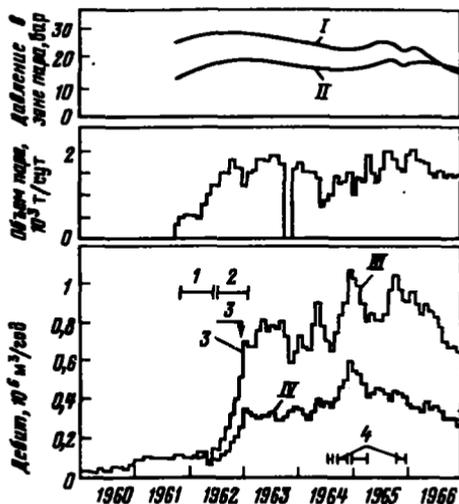


Рис. 4.47. Характеристики работ на участке Тиа Жуана (С<sub>3</sub>/С<sub>4</sub>) [4.109]:

1 — обводненность на большинстве скважин; 2 — температура на большинстве скважин; 3 — начальный момент роста обводненности в первом ряду внешних скважин в разрабатываемой зоне; 4 — паротепловая обработка некоторых эксплуатационных скважин; I — нижний пласт; II — верхний пласт; III — суммарная добыча; IV — нефть.

полученного за счет тепловой обработки, к количеству закачанного пара составляет  $0,29 \text{ м}^3/\text{т}$  [4.110]. Новый эксперимент (Тиа Туана М<sub>6</sub>) начался в ноябре 1975 г.: с 1978 г. площадь, охватываемая вытеснением нефти паром, составила 740 га [4.110].

Работы, проводимые на месторождении легкой нефти Шиллис Кэнион (раздел 4.4.3), также интересны. Месторождение содержит большое количество легконабухающих глин (3,2 % монтмориллонитов), и нагнетание пресной воды значительно влияет на свойства грунта. Чтобы избежать набухания глин, в двух нагнетательных скважинах предварительно создавалась в радиусе 3 м пробка из раствора хлористого калия. Кроме того, насыщенный раствор KCl добавлялся в пресную воду, питающую парогенераторы, с образованием 0,5 %-ного раствора KCl [4.120]. В ходе эксперимента на одной скважине расход нагнетания пара составлял 90 т/сут при давлении нагнетания 47 бар и 32 т/сут — на остальных скважинах.

## 4.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ НАГНЕТАНИЯ ПАРА

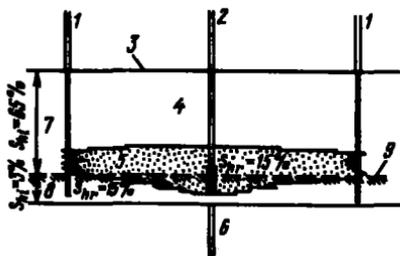
### 4.5.1. Нагнетание пара в водоносный слой, лежащий под нефтеносным

Нагнетание пара в водоносный слой небольшой толщины, расположенный под пластом, содержащим вязкую нефть, и связанный с этим пластом, позволяет повысить уровень нефтедобычи, преодолев трудности, вызываемые слабой приемистостью скважин. Эксперименты, проведенные в лабораторных условиях на физических моделях, показали возможность достижения высоких уровней нефтедобычи при таком методе нагнетания, если разрабатываемый нефтеносный пласт характеризуется повышенным содержанием битума [4.64], [4.124], [4.125].

Этот способ воздействия был использован при разработке месторождения Слокум. Нефтеносный пласт толщиной 14 м (вязкость нефти от 10 до 30 сПз, глубина залегания кровли пласта 150 м) лежит над водоносным слоем толщиной 4 м, подошву которого образует слой глины (рис. 4.48) [4.126]. Нагнетательные скважины перфорированы на горизонте водоносного слоя. Измерения в контрольных и добывающих скважинах, а также результаты каротажа, проведенного после окончания работ, помогли определить расположение зоны, занятой паром. Эта зона распространилась от свода водоносного слоя в его нижнюю область и в нефтеносный пласт. На первой стадии работ по нагнетанию, проводившихся на шести смежных участках, зона, занятая паром, составляла около 25 % конечного своего объема, и увеличение нефтенасыщенности привело к добыче 36 % нефтяных запасов пласта. 42 % закачанной в пласт тепловой энергии аккумулировано в жидкостях, поднятых на поверхность; следствием этого является не слишком хорошее отношение нефть—пар. Однако часть этой энергии была использована для предварительного подогрева воды, поступающей в парогенераторы [4.126]. Дальнейшие работы были призваны увеличить эффективность процесса. В 1978 г. было отмечено, что в последующих стадиях отношение объема полученной нефти к объему закачанного пара достигло  $0,26 \text{ м}^3/\text{т}$ , включая нефть, полученную при нагнетании воды после окончания нагнетания пара [4.91].

Рис. 4.48. Участок месторождения Слокум, на котором было проведено нагнетание пара в водоносный слой [4.126]:

1 — добывающая скважина; 2 — нагнетательная скважина; 3 — кровля пласта; 4 — объем пласта, прогретый за счет теплопроводности,  $S_{hi} = 65\%$ ; 5 — зона, занятая паром; 6 — слой глины; 7 — нефтеносный горизонт,  $S_{hi} = 65\%$ ; 8 — водоносный горизонт,  $S_{hi} = 3\%$ ; 9 — исходная граница контакта воды и нефти



Так как эффективность промывки со стороны водоносного пласта ограничена быстрым прорывом нагретых жидкостей, было предложено проводить вытеснение циклами, чередуя снижение пластового давления и его восстановление путем нагнетания пара, причем параметры каждого цикла были определены в лабораторных условиях на модели [4.125], [4.127]. Подобная методика прошла испытания при добыче битума вязкостью 2000 сПз на месторождении Пис Ривер (Канада). Глубина залегания пласта составляла 550 м, его толщина 27 м. Насыщенность битумом в нижнем слое пласта толщиной 3 м составляла 45 %, а на всей остальной толщине — 88 %. Работы проводились на семи соединенных друг с другом шестиугольных участках, площадью по 2,8 га [4.127] по следующей программе:

1. Нагнетание пара в основание пласта вплоть до прорыва (длительность — около 2 лет).

2. Поддержание пластового давления нагнетанием пара при повышенном расходе в течение 6 мес при одновременном увеличении давления в добывающих скважинах.

3. Согласование расходов нагнетания пара и извлечения нефти для поддержания уровня пластового давления в течение 1,5 лет.

4. Снижение давления внутри пласта при нагнетании пара с небольшим расходом; длительность периода — примерно 1,5 года.

5. Повторение периодов 2, 3, 4.

Использование такой методики позволит получить отношение объема добытой нефти к количеству закачанного пара, равное  $0,25 \text{ м}^3/\text{т}$ , и довести коэффициент нефтеотдачи от 40 до 70 % [4.127].

#### 4.5.2. Искусственное образование трещин и нагнетание пара

Искусственное образование трещин — один из способов увеличения приемистости нагнетательной способности скважин. Этот метод прошел испытания на месторождении Локо, разработавшемся ранее с использованием различных технологий, показавших незначительную приемистость пласта, плохую связь между скважинами и существование предпочтительных направлений распространения нагнетаемых теплоносителей, характерных для данной нефтеносной формации (см. раздел 4.4.1) [4.128]. В таких условиях образование разломов между скважинами было достигнуто при нагнетании воды, в которую с учетом свойств коллектора не было введено никаких добавок или укрепляющих реагентов. Учитывая небольшую глубину залегания обрабатываемых пластов (60 и 150 м), а также малые объемы нагнетаемой жидкости, основной целью было создание горизонтальной трещины в толще пласта между скважинами. После гидроразрыва пласта в него нагнетался пар под давлением, превышающим горное. Работы проводились на трех участках площадью 1 га с пятью скважинами, причем на двух первых участках обрабатывался слой, залегающий на глубине 60 м, а на третьем — более глубокий ( $\approx 150 \text{ м}$ ). На первом участке была получена хорошая связь между нагнетательной скважиной и всеми добывающими, на втором участке —

между нагнетательной скважиной и тремя добывающими и на третьем участке — между нагнетательной скважиной и двумя добывающими. Преждевременный прорыв пара не наблюдался, было получено быстрое увеличение уровня добычи; отношение нефть—пар возросло от 0,16 до 0,28 м<sup>3</sup>/т [4.128].

Периодическое нагнетание пара под давлением, превышающим давление трещинообразования, без предварительного гидроразрыва пласта проводится на месторождении битуминозных песков Колд Лейк (Канада), характеризуемом малой приемистостью [4.99], [4.100]. Зная, что нефтеносный пласт залегает на глубине около 500 м, вызывали образование вертикальных трещин, распространившихся в определенных направлениях, которые учитывались при выборе мест бурения скважин [4.100].

Циклический процесс нефтедобычи приводит к снижению содержания битума в призабойной области, что позволяет постепенно увеличивать приемистость пласта и даже получить после нескольких циклов обработки гидродинамическую связь скважин. На установке Леминг, добыча на которой в 1979 г. составила 300 000 м<sup>3</sup>/год, было получено отношение нефть/пар 0,3—0,5 м<sup>3</sup>/т [4.100], [4.129]. Работы на этой установке продолжены, и уровень добычи на ней доведен до 800 000 м<sup>3</sup>/год.

#### 4.5.3. Нагнетание парогазовой смеси

На ряде месторождений нагнетали в пласт парогазовые смеси различных концентраций. Добавление газа приводит к изменению относительной проницаемости, способствует поддержанию давления, а также в известных случаях воздействует на саму нефть в результате растворения и химических реакций газа с ее фракциями.

Для одновременного нагнетания в пласт пара и продуктов сгорания разработаны специальные парогазогенераторы [4.130]. На вход в парогазогенератор горючий газ и вода подаются соответственно компрессором и насосом. В комплект установки входят камера сгорания высокого давления и испаритель, в котором из воды при ее непосредственном контакте с продуктами сгорания образуется пар.

При использовании глубинных парогенераторов высокого давления (глубинных парогазогенераторов) предусматривают нагнетание в пласт смеси водяного пара и газообразных продуктов сгорания. В этом случае отношение газ—пар зависит от стехиометрии реакции. Так, для получения 1 т пара сухостью 80 % с энтальпией 570 ккал/кг (беря за исходную температуру температуру окружающей среды) требуется 63 кг топлива, теплота сгорания которого не ниже 9500 ккал/кг, при тепловом к.п.д. 95 %. Если считать, что при стехиометрическом сжигании 1 кг топлива потребляется около 12 м<sup>3</sup> воздуха (если отношение Н/с = 2 — см. раздел 5.3.2), то отношение газ—пар будет близко к 800 нм<sup>3</sup>/т при 5 %-ном избытке воздуха. Для снижения этого значения следует или комбинировать нагнетание чистого пара и парогазовой смеси, или использовать в качестве окислителя кислород либо обогащенный кислородом воздух.

Для повышения нефтеотдачи месторождений очень вязкой нефти предложено нагнетать совместно с паром метан (или природный газ), двуокись углерода или воздух. В лабораторных условиях исследовался эффект подачи в пласт во время цикла паротеплового воздействия небольших порций воздуха, метана или двуокиси углерода.

Рост извлечения нефти при нагнетании газа (при отношении газ–пар, равном  $3,6 \text{ нм}^3/\text{т}$ ) приходился на момент, когда уровень добычи из данного месторождения становился очень низким; наилучшие результаты получены при нагнетании воздуха и метана. Другие работы проводились при промывании пластов битуминозного песка смесью пара и газа. Здесь заранее для имитации соединяющего нагнетаемые и добывающие скважины разлома внутри пласта был создан проницаемый слой, образованный гидрофильным песком [4.13]. Наилучшие результаты в этих работах получены при нагнетании паровоздушной смеси.

Влияние добавки в пар природного газа или воздуха на эффективность паротеплового воздействия на пласт изучалось на установке „Мей” на месторождении Колд Лейк (Канада); результаты этих экспериментов неубедительны [4.100]. Паровоздушная смесь нагнеталась и в две скважины установки, работающей на месторождении Пэрис Вэлли (шт. Калифорния, США) [4.132]. Полученные при этом результаты пока не могут внести ясность в оценку эффективности добавления воздуха в нагнетаемый пар.

#### 4.5.4. Нагнетание пара совместно с растворителем

Можно рассмотреть вопрос о совокупном воздействии на вязкость нефти перегретого пара и растворителей – жидких углеводородных соединений. Этот метод особенно привлекателен при добыче очень вязкой нефти, когда невозможно получить необходимую вязкость только термической обработкой. Использование растворителей позволяет также создать связь между скважинами и повысить их приемистость и производительность.

К растворителям предъявляются следующие требования: они не должны осаждать асфальтены сырой нефти (это условие удовлетворяют растворители, содержащие ароматические соединения) и обязаны эффективно понижать ее вязкость [4.133], [4.137]. Ясно, что стоимость растворителей обуславливает их выбор. Эксперименты по нагнетанию пара совместно с растворителем проводились на традиционных физических [4.133] или одномерных моделях [4.137]. Они позволили определить доли пара и растворителя в смеси и дать в первом приближении оценку перспективности методики.

Пробное нагнетание в пласт растворителя перед паротепловой обработкой проводилось на некоторых скважинах калифорнийских месторождений Керн Ривер и Мидвей Сансет [4.134]. При этом было получено заметное увеличение производительности скважин, однако опубликованные данные не позволяют определить рентабельность подобного метода.

#### 4.5.5. Использование добавок при нагнетании пара

Для решения некоторых специфических задач (например, для стабилизации глинистого слоя и предотвращения его набухания) иногда в пласт вместе с паром подают некоторые химические добавки [4.135]. Многочисленные попытки применения данной методики предпринимались либо для повышения эффективности вытеснения нефти из пласта в результате изменения межфазных параметров (нагнетание растворов щелочей, поверхностно-активных веществ), либо для улучшения очистки внутрипластового коллектора, изменяя отношения подвижности присутствующих в нем жидкостей (нагнетание полимерных и пенообразующих веществ). Необходимость обеспечения термической и химической стабильности таких водовещей определяет область их применения — они могут быть использованы на таких месторождениях, где температура нагнетаемого пара достаточно низка. Это условие выполняется на месторождениях с малой глубиной залегания пластов и невысоким внутрипластовым давлением (шт. Калифорния, США).

Изменение межфазных характеристик. В первых работах по нагнетанию в пласт совместно с паром химических добавок использовался или разбавленный раствор щелочи соответствующей концентрации [4.136], или раствор поверхностно-активного неионогенного вещества [4.138]. Эффект такого комплексного теплового и химического воздействия основан на образовании водяной эмульсии нефти вследствие присутствия в нагнетаемом растворе поверхностно-активных веществ или же благодаря воздействию щелочи на некоторые составляющие нефти, адсорбируемые в ряде случаев на стенках коллектора.

Применение данного метода при разработке месторождения битуминозного песка позволило добыть часть залегающего битума в виде нефтewодяных эмульсий с низкой вязкостью [4.136]. Однако попытка одновременного нагнетания в пласт пара и щелочи на месторождении Керн Ривер не привела, как на то позволяли надеяться лабораторные исследования, к большому росту уровня добычи по сравнению с нагнетанием в пласт только водяного пара [4.139].

Некоторые авторы отмечают, что, судя по результатам лабораторных экспериментов, щелочь оказывает благоприятное действие при введении ее совместно с горячей водой и не оказывает никакого воздействия при введении ее совместно с паром (см. [4.140]). Неудачи работ, проведенных в промысловых условиях, могут быть отнесены, в частности, за счет недостаточного снижения межфазного натяжения, а также наличия физико-химических взаимодействий между используемыми веществами и коллектором. Так, лабораторные эксперименты показали, что породы, содержащие кремнезем, подвергаются воздействию нагретых щелочных растворов [4.141] и что необходимо также учитывать адсорбцию [4.142].

Ряд работ посвящен рассмотрению эффективности совместного нагнетания нагретых жидкостей и неионогенных поверхностно-активных

веществ или только поверхностно-активных веществ. Однако, прежде чем применять данный метод на практике, необходимо провести:

во-первых, исследование химической стабильности вещества в тех термодинамических условиях, в которых данное вещество планируется использовать;

во-вторых, исследование, позволяющее проверить, что с учетом растворения внутри одной из зон, в которых происходит перемещение жидкостей, будет существовать область, где температура, концентрация поверхностно-активных веществ и соленость раствора обеспечат очень низкое межфазное натяжение<sup>1</sup>.

В лабораторных экспериментах с таким ионным поверхностно-активным веществом, как промышленный сульфонат, проводимых при температурах, соответствующих стабильности используемого вещества ( $T < 180^{\circ}\text{C}$ ), при последовательном нагнетании пара и раствора поверхностно-активного вещества было получено определенное увеличение нефтеотдачи [4.143] (рис. 4.49).

Улучшение соотношения коэффициентов вязкости. Отношение коэффициентов подвижности жидкостей при вытеснении нефти нагретой водой или паром таково, что дает возможность появления и развития неустойчивости даже в однородной среде (см. раздел 3.5.3). В свою очередь, как сила тяжести, так и неоднородность среды в равной степени оказывают неблагоприятное воздействие на эффективность вымывания нефти из пласта.

Для сглаживания таких неблагоприятных эффектов прибегали к использованию пенообразования, добавляя к нагнетаемому пару поверхностно-активные вещества и, в некоторых случаях, неконденсирующиеся газы (азот, метан и т.д.) [4.144] – [4.146]. При этом необходимо следить за способностью используемых веществ к пенообразованию при термодинамических условиях, сформировавшихся в пласте [4.147]. Пенообразующие вещества были испробованы в течение нагнетания при паротепловом воздействии на пласт на месторождении Керн Ривер [4.145]. Проводились и эксперименты по проталкиванию пробок из пенообразующих веществ, периодически вводимых в пласт через нагнетательные скважины [4.148] и [4.149]. При этом наблюдалось улучшение в скважинах распределения пара по вертикали. Одна из модификаций метода заключается в комбинировании нагнетания пенообразующих веществ и полимерного геля. Цель подобной методики – ввести пенообразующее вещество как можно глубже в пласт до того, как произойдет образование стабильной пробки из пены [4.149].

Лабораторные исследования показали, что действие пены приобретает более длительный характер, если в систему вводить неконденсирующий газ; в промышленных условиях подобная работа проводилась на скважине, через которую в пласт непрерывно нагнетался пар [4.147].

---

<sup>1</sup>Обычно считают, что межфазное натяжение не должно превышать  $10^{-2}$  мН/м.

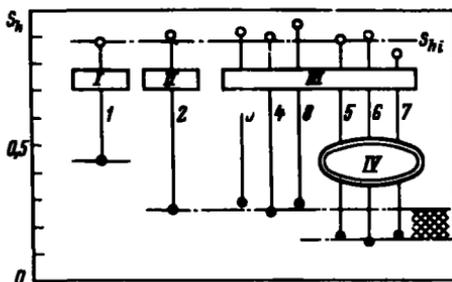


Рис. 4.49. Влияние поверхностно-активных веществ на результаты вытеснения нефти паром [4.143]:

*I* — вода; *II* — пар; *III* — пар + поверхностно-активное вещество; *IV* — оптимальные условия.

Эксперименты проводились в цилиндрической трубке длиной 1,2 м. Использовалась пористая среда на основе двуокиси кремния (пористость  $\approx 36\%$ ). Рабочее давление 4 бар. Эталонные опыты: нагнетание воды (опыт № 1) и нагнетание пара (опыт № 2). Неоптимизированные эксперименты: нагнетание только одной порции поверхностно-активного вещества перед нагнетанием пара (опыт № 3) или при резком прекращении его подачи (опыт № 4), нагнетание раствора поверхностно-активного вещества недостаточной концентрации (опыт № 8). Оптимизированные эксперименты (опыты № 5–7): нагнетание раствора поверхностно-активного вещества оптимальной концентрации в ходе нагнетания пара (нагнетание отдельными порциями или непрерывная подача)

Обработка пласта состояла в периодическом нагнетании сначала слабого раствора поверхностно-активного вещества, а затем — небольшого количества воздуха. Эта технология позволила поднять нефтедобычу и существенно снизить водонасыщенность извлекаемой водонефтяной смеси [4.147].

Отметим, наконец, что предложено нагнетать растворы полимеров или их гелей и для ограничения проникновения пара в слои со слишком высокой проницаемостью. Эта методика успешно прошла испытания на калифорнийских месторождениях, нефтеносные пласты которых обрабатываются водяным паром низкого давления, причем термическая стабильность используемых веществ в данном случае была достаточно удовлетворительной [4.150].

Приложение А.4.1. Пример расчета тепловых потерь в скважине (см. разд. 4.1)

Насыщенный пар нагнетается при следующих условиях:

Диаметр скважины . . . . .	$2r_3 = 9,5/8'' = 0,2445$ м
Диаметр обсадных труб . . . . .	$2r_2 = 7'' = 0,1778$ м
	$2r_2 = 6,276'' = 0,1594$ м
Диаметр НКТ . . . . .	$2r_1 = 2\ 7/8'' = 0,073$ м
Излучательная способность НКТ и обсадной трубы . . . . .	$\epsilon_1' = \epsilon_2 = 0,9$
Теплопроводность цемента . . . . .	$\lambda_{cim} = 0,8$ ккал·м <sup>-1</sup> ·ч <sup>-1</sup> ·°С <sup>-1</sup>
Теплопроводность призабойной зоны . . . . .	$\lambda_F = 2,1$ ккал·м <sup>-1</sup> ·ч <sup>-1</sup> ·°С <sup>-1</sup>
Температуропроводность призабойной зоны . . . . .	$a_F = 3,7 \cdot 10^{-3}$ м <sup>2</sup> /ч

Температура пласта . . . . .	$T_F = 20 + 0,03z$ °C
Постоянная Стефана-Больцмана . . . . .	$\sigma = 4,88 \cdot 10^{-8}$ ккал·м <sup>-2</sup> ·ч <sup>-1</sup> ·К <sup>-4</sup>
Глубина залегания пласта . . . . .	$z^* = 500$ м
Давление нагнетания . . . . .	50 бар
Температура насыщения пара . . . . .	$T_v = 264$ °C
Сухость пара на устье скважин . . . . .	$v^p = 0,80$

Тепловые потери и свойства теплоносителя, поступившего в пласт по истечении 480 ч нагнетания пара при его расходе 2 т/ч, определяют для следующих двух случаев:

межтрубный зазор изолирован пакером и заполнен воздухом при атмосферном давлении;

Зазор заполнен азотом при давлении нагнетания.

Давление нагнетания принимается постоянным на всей длине трубы. Точность определения суммарного коэффициента теплопередачи должна составлять 1 %.

Требуется определить влияние длительности нагнетания на температуру труб и осевое распределение потерь при заполнении зазора газом под атмосферным давлением.

#### А.4.1.1. Давление в кольцевом зазоре – атмосферное

Средняя температура грунта

$$T_F = 20 + 0,03 z^*/2 = 27,5 \text{ °C};$$

$$F_1 = \frac{f(t)}{\lambda_r} = \frac{0,5 \ln t + \ln [2 \sqrt{a_r/r_s}] - 0,29}{\lambda_r} = \frac{0,5 \ln t - 0,295}{2,1} = 1,330.$$

Для  $t = 480$  ч,  $F_1 = 1,330$

$$F_2 = \frac{\ln r_3/r'_2}{\lambda_{cim}} = 0,398$$

$$F_3 = \frac{r_2 - r'_1}{\ln (r_2/r'_1)} = 0,0553$$

$$F_4 = \sigma r'_1 F_t = \sigma r'_1 \left[ \frac{1}{\epsilon'_1} + \frac{r'_1}{r_2} \left( \frac{1}{\epsilon_2} - 1 \right) \right]^{-1} = 1,533 \cdot 10^{-9}$$

$$F_5 = T_v - T_r = 236,5 \text{ °}.$$

Расчет осевого распределения потерь. Определяют начальную величину  $h^0 = 17$  ккал·м<sup>-2</sup>·ч<sup>-1</sup>·°C<sup>-1</sup> суммарного коэффициента теплопередачи (см. рис. 4.4).

Затем

$$F_6^0 = [r'_1 h^0]^{-1} = 1,612.$$

Методом последовательных приближений, используя уравнение (4.29), определяют  $T_2^{(j)}$  температуру трубы, затем среднюю температуру в зазоре  $\bar{T}^{(j)}$  и значения  $F_6^{(j)}$  из соотношения (4.26б), (4.25), (4.27) и (4.22):

$$T_2^0 = 537 - (F_6^0 - F_2) F_5 / (F_6^0 + F_1) = 537 - 97,6 = 439,4 \text{ K};$$

$$T^0 = (T_2^0 + T_1) / 2 = 488,2 \text{ K};$$

$$f(T^0, p_0) = 0,846 - 1,55 (T^0 / 1000) + 1,1 (T^0 / 1000)^2 = 0,351;$$

$$r'_1 h_c^{(1)} = 0,351 F_3 (537 - 439,4)^{1/3} = 0,0894;$$

$$r'_1 h_n^{(1)} = F_4 (537^2 + 439,4^2) (537 + 439,4) = 0,7206;$$

$$F_6^{(1)} = [r'_1 h^{(1)}]^{-1} = [r'_1 h_c^{(1)} + r'_1 h_n^{(1)}]^{-1} + F_2 = 1,633.$$

Отсюда

$$[F_6^{(1)} - F_6^0] / F_6^0 = (h^{(1)} - h^0) / h^0 = 1,3 \text{ \%}.$$

Итерацию следует продолжать, так как погрешность превышает 1 %.

Тогда

$$T_2^{(1)} = 438,4 \text{ K}$$

$$T^{(1)} = 487,7$$

$$f(T^{(1)}, p_0) = 0,352$$

$$r'_1 h_c^{(2)} = 0,0899$$

$$r'_1 h_n^{(2)} = 0,7186$$

$$F_6^{(2)} = [r'_1 h^{(2)}]^{-1} = 1,635.$$

Отсюда

$$[F_6^{(2)} - F_6^{(1)}] / F_6^{(1)} = (h^{(2)} - h^{(1)}) / h^{(1)} = 0,1 \text{ \%}.$$

Т.е.

$$F_6 = F_6^{(2)} = 1,635$$

и, исходя из (4.19) или (4.37), получаем

$$\bar{\varphi} = 2 \pi F_5 / (F_6 + F_1) = 501 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1} = 582 \text{ В} \cdot \text{м}^{-1}$$

Температура труб  $T_2 = 438 \text{ K} = 165 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Расчет тепловых потерь. Значение энтальпии нагнетаемого пара находится на основе данных табл. 2.1: для температуры  $264 \text{ }^\circ\text{C}$   $\mathcal{H}_p = 2794 \text{ Дж/г}$  и  $\mathcal{H}_1 = 1155 \text{ Дж/г}$ .

Таким образом,

$$\mathcal{L}^p = \mathcal{H}_p - \mathcal{H}_1 = 1639 \text{ Дж/г}.$$

Поток скрытой теплоты парообразования  $mX^P L^P = 2,08 \cdot 391,7 = 626,7 \cdot 10^3$  ккал/ч.

Тепловые потери в скважине при условии, что пар в ней конденсируется не полностью, составляют

$$\bar{\varphi} z^* = 0,501 \cdot 500 = 250,5 \text{ th/h} = 291 \text{ кВт.}$$

Так как эта величина ниже величины потока скрытой теплоты парообразования, из (4.36) получаем

$$X^P - X^* = 250,5 / (2 \times 391,7) = 0,32 \quad X^* = 0,48.$$

Влияние длительности нагнетания на осевое распределение потерь. Расчет осевого распределения потерь, проведенный по той же методике при длительностях нагнетания  $t$ , приводит к следующим результатам:

$t$ , год	1	2	3	4	5
$T_2$ , К	459	463	465	466	467
$\varphi$ ккал·ч <sup>-1</sup> ·м <sup>-1</sup>	412	395	386	379	375
Вт·м <sup>-1</sup>	479	459	449	440	430

#### А.4.1.2. Давление в кольцевом зазоре равно давлению нагнетания пара

Расчет осевого распределения потерь. Значения параметров  $F_1 - F_5$  совпадают с их величинами в предыдущем случае. Итерационный процесс начинается при начальном значении  $h^0 = 17$  ккал·м<sup>-2</sup>·ч<sup>-1</sup>·°С<sup>-1</sup>. Тогда

$$F_6^0 = 1,612 \quad T_2^0 = 439,4 \text{ К} \quad \bar{T}^0 = 488,2 \text{ К}$$

$$f(\bar{T}^0, p) = [f(\bar{T}^0, p_0)] (p/p_0)^{2/3} = [f(\bar{T}^0, p_0)] (50/1,013)^{2/3} = 4,723$$

$$r'_1 h_c^{(1)} = 0,0894 (p/p_0)^{2/3} = 1,203$$

$$r'_1 h_r^{(1)} = 0,7206$$

$$F_6^{(1)} = [r'_1 h_c^{(1)}]^{-1} = 0,918.$$

Счет возобновляется, так как расхождение между  $F_6^{(1)}$  и  $F_6^{(0)}$  слишком велико.

На следующем этапе получаем:

$$T_2^{(1)} = 482,3 \text{ К}$$

$$\bar{T}^{(1)} = 509,65 \text{ К}$$

$$f(\bar{T}^{(1)}, p) = 4,599$$

$$r'_1 h_c^{(2)} = 0,965$$

$$r'_1 h_r^{(2)} = 0,814$$

$$F_6^{(2)} = [r'_1 h_c^{(2)}]^{-1} = 0,960.$$

На этом этапе расхождение между  $F_6^{(2)}$  и  $F_6^{(1)}$  составляет 4,6 %, т.е. надо провести еще одну итерацию.

$$T_2^{(2)} = 479,0 \text{ К}$$

$$\bar{T}^{(2)} = 508,0 \text{ К}$$

$$f(\bar{T}^{(2)}, p) = 4,608$$

$$r'_1 h_c^{(3)} = 0,986$$

$$r'_1 h_r^{(3)} = 0,807$$

$$F_6^{(3)} = [r'_1 h_c^{(3)}]^{-1} = 0,956.$$

Так как теперь  $[F_6^{(3)} - F_6^{(2)}] / F_6^{(2)} = 0,4 \%$ , имеем:

$$F_6 = F_6^{(3)} = 0,956$$

$$\bar{\varphi} = 650 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1} = 755 \text{ В} \cdot \text{м}^{-1}$$

Температура обсадных труб  $T_2 = 479 \text{ К} = 206 \text{ }^\circ\text{С}$ .

Расчет тепловых потерь. Если пар не конденсируется полностью в скважине,

$$\bar{\varphi}_z^* = 0,65 \times 500 = 325 \text{ th/h} = 378 \text{ В}$$

Так как эта величина ниже величины потока скрытой теплоты парообразования, получаем:

$$X^p - X^* = 325 / (2 \times 391,7) = 0,41 \quad \text{et } X^* = 0,39.$$

Расчеты удобно проводить на ЭВМ с программным управлением.

Приложение А.4.2. Аналитический метод оценки повышения нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти паром

Нагнетание пара проводится при следующих условиях:

Глубина залегания пласта . . . . .	$x^* = 500 \text{ м}$
Толщина пласта . . . . .	$h = 15 \text{ м}$
Проницаемость . . . . .	$k = 0,8 \text{ Д}$
Пористость . . . . .	$\Phi = 0,30$
Нефтенасыщенность (в условиях залегания) . . . . .	$S_{h_i} / B_{0i} = 0,60$
Плотность нефти . . . . .	$\rho_h = 920 \text{ кг/м}^3$
Начальная температура пласта . . . . .	$T_i = 35 \text{ }^\circ\text{С}$
Давление в зоне, занятой паром . . . . .	$50 \text{ бар } (T_y^* = 264 \text{ }^\circ\text{С})$
Относительная проницаемость пара . . . . .	$k_p / k = 0,25$
Средняя остаточная нефтенасыщенность в зоне, занятой паром (в стандартных условиях) . . . . .	$S_{h_r} / B_{0y} = 0,10$
Относительная остаточная нефтенасыщенность в зоне, занятой горячей водой (в стандартных условиях) . . . . .	$S_{h_r, c} / B_{0c} = 0,25$
Полезная толщина равна общей	
Коэффициент температуропроводности окружающих пород . . . . .	$a_F = 3,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{ч}$
Средняя удельная теплоемкость окружающих пород . . . . .	$(\rho c)_F = 0,58 \cdot 10^3 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-3} \cdot \text{К}^{-1}$
Средняя удельная теплоемкость зоны повышенной температуры . . . . .	$(\rho c)^* = 0,53 \cdot 10^3 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-3} \cdot \text{К}^{-1}$
Расход нагнетаемого пара . . . . .	$.2 \text{ т/ч}$
Сухость пара при давлении на выходе парогенератора 75 бар . . . . .	$x = 0,82$
Относительный внутренний к.п.д. парогенератора при теплотворной способности сожженной нефти $9250 \cdot 10^3 \text{ ккал} \cdot \text{м}^{-3}$ . . . . .	$\eta_G = 0,85$
Средняя температура воды, подводимой к парогенератору . . . . .	$.20 \text{ }^\circ\text{С}$

Сухость пара на устье скважины при давлении 50 бар .....  $x = 0,8$

Площадь участка с расположенной в центре нагнетательной скважиной (допускается, что участки могут граничить друг с другом) . . . 1,4 га

Требуется рассчитать изменение площади зоны, занятой паром, и зоны повышенной температуры. Допускается, что 15 % теплоты, поступившей в пласт, уносится поднятой на поверхность водонефтяной смесью. Необходимо затем рассчитать количество нефти, вытесненной из зоны повышенной температуры, и дать приближенную оценку количества добытой нефти за время  $t = 0,5$  года<sup>1</sup>, считая, что объем добытой нефти равен объему вытесненной нефти. После этого найти тепловой поток от пласта к окружающим породам за  $t = 2$  года.

#### А. 4.2.1. Определение толщины $H$ зоны повышенной температуры

В приложении А.4.1 было показано, что среднее осевое распределение потерь при пятилетней продолжительности нагнетания составляет  $436 \text{ Вт}\cdot\text{м}^{-1}$ . Тогда средняя степень сухости пара, поступающего в пласт, залегающий на глубине 500 м, составит:

$$X^* = 0,8 - 0,4 \times 500 / (2 \times 391,7) = 0,54 .$$

Взяв из таблицы значения  $\rho_v$  и  $\mu_v$  при давлении 50 бар, получим из уравнения (4.90)

$$\Psi = \left( \frac{1,8 \times 10^{-8} \times (2/3,6) \times 0,54}{\pi (920-25,4) 25,4 \times 9,81 \times 0,25 \times 0,8 \times 10^{-12} \times 15^2} \right)^{1/2} = 0,41 .$$

Таким образом, из (4.91) имеем  $H_{\text{puit}}/h = 0,7$ . Если пар проникает в нагнетательную скважину на глубину, превышающую половину толщины пласта, допускается, что мощность зоны повышенной температуры равна  $h$ .

#### А.4.2.2. Расчет развития прогретой зоны и увеличения нефтеотдачи

Диссипированная в пласте тепловая энергия  $\dot{Q}$  определяется соотношением

$$\begin{aligned} \dot{Q} &= \dot{m} (\mathcal{H}^* - \mathcal{H}_r) = 2 (1 \cdot 155/4,184 + 0,54 \times 391,7 - 35) = \\ &= 905,1 \text{ т/ч,} \end{aligned}$$

<sup>1</sup>Период времени в 0,5 года соответствует периоду, необходимому для нагнетания 0,14 объема пор.

а количество тепловой энергии, идущей на нагрев пласта,

$$\dot{Q}_n = (1 - 0,15) \dot{Q} = 769,4 \text{ т/ч.}$$

С другой стороны,

$$\delta = 2 \sqrt{a_T} (\rho c)_T / (\rho c)^* = 0,133 \text{ м.ч}^{-1/2}$$

В расчете учитываются следующие параметры:

$$F_1 = \xi = \frac{X^2 \mathcal{L}^{\rho T}}{\mathcal{H}^* - \mathcal{H}_T} \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_n} = 0,55,$$

$$F_2 = \Phi N_n \left[ \frac{\Delta S}{B_0} \right]_0 = 1,58,$$

$$F_3 = \Phi N_n \left[ \frac{\Delta S}{B_0} \right]_n = 2,25,$$

$$F_4 = \frac{\dot{Q}_n H}{\delta^2 (\rho c)^* (T_n^* - T_T)} = \frac{769,4 \times 15}{(0,133)^2 \times 0,53 (264 - 35)} = 5376.$$

Безразмерная переменная  $x = \sigma \sqrt{t} / H$  при  $t = 1$  году равна  $0,830 \sqrt{t}$ . Расчет критического времени  $t_c$ . Из уравнения (4.83) имеем:

$$e^{x_0^2} \operatorname{erfc} x_0 = 1 - 0,55 = 0,45.$$

Из табл. 4.4.А получаем:

$$x_0 \approx 0,92.$$

Отсюда

$$t_c = (0,92/0,83)^2 \approx 1,23 \text{ год.}$$

Для  $t = 2$  года ( $x = 1,174$ )

$$F_5 = e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2}{\sqrt{\pi}} x - 1 \approx (0,73 x + 1)^{-1,55}$$

$$+ 2 (x/\sqrt{\pi}) - 1 = 0,708$$

(см. уравнение (1в) табл. 4.4.Б).

Из уравнения (4.62) получаем:

$$\dot{A} = F_4 F_5 = 3804 \text{ м}^2$$

$$F_6 = 1 - x^2 \operatorname{erfc} x \approx 1 - (0,73 x + 1)^{-1,55} = 0,617$$

(уравнение 3 табл. 4.4.Б).

Отсюда, используя (4.88), получаем

$$\frac{\mathcal{X}_0}{\mathcal{X}} = \left(\frac{\xi}{F_8}\right)^{1,08} \left(2 - \frac{\xi}{F_8}\right) \approx \left(\frac{0,55}{0,617}\right)^{1,08} \left(2 - \frac{0,55}{0,617}\right) = 0,983.$$

$$\mathcal{X}_0 = 3\,738 \text{ м}^2$$

Количество вытесненной нефти находится из (4.92):

$$v_h(t) = F_2 \mathcal{X}_0 + F_1 (\mathcal{X} - \mathcal{X}_0) = 8\,515 \text{ м}^3$$

Количество добытой нефти, соответствующее количеству вытесненной за период  $t = 2 - 0,5 = 1,5$  года нефти, находится аналогично:

$$x' = 1,017 > x_0$$

$$F'_8 = 0,570 \quad \mathcal{X}' = F_8 F_8 = 3\,065 \text{ м}^2.$$

$$F'_8 = 0,577 \quad \mathcal{X}'_0 / \mathcal{X}' = 0,995$$

$$v_{h,2}(t) = F_2 \mathcal{X}'_0 + F_1 (\mathcal{X} - \mathcal{X}'_0) = 6\,886 \text{ м}^3.$$

Отношения количеств добытой нефти к закачанному пару равны:

$$\frac{\text{добытая нефть}}{\text{закачанный пар}} = \frac{6886}{4 \cdot 24 \cdot 365} = 0,197 \text{ м}^3/\text{т}.$$

К.п.д. процесса  $\eta$  находится из соотношения (4.11). На основании данных табл. 2.1 энтальпия  $\mathcal{H}_q^G$  пара на выходе парогенератора

$$\mathcal{H}_q^G = 2\,765 \times 0,82 + 1\,293 \times 0,18 = 2\,500 \text{ Дж/г} = 598 \text{ ккал/кг}.$$

Отсюда

$$\eta = \eta_0 \frac{\rho_h Q_i}{\mathcal{H}_q^G - \mathcal{H}_q^P} \frac{\text{добытая нефть}}{\text{закачанный пар}} = 13,6 \cdot \frac{\text{добытая нефть}}{\text{закачанный пар}} = 2,68.$$

Тепловые потери в окружающие породы составляют, согласно уравнению (4.68) составят

$$1 - \frac{1}{x^2} \left( e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2}{\sqrt{\pi}} x - 1 \right) =$$

$$= 1 - \frac{1}{(1,174)^2} 0,708 = 0,49.$$

## Оценка результатов применения метода вытеснения нефти паром

Время $t$ , лет	$A$	$A_v$	$AH$	$v_h(t)$	$v_{hp}(t)$	$\frac{v_{hp}(t)}{mt}$	$\eta$
0,5	1 278	1 278	19 163	2 874	0	0	0
1	2 239	2 239	33 585	5 037	2 874	0,164	2,23
2	3 804	3 738	57 065	8 515	6 886	0,197	2,68
3	5 112	4 897	76 687	11 359	9 994	0,199	2,58
4	6 265	5 879	93 969	13 837	12 634	0,180	2,45
5	7 308	6 747	109 617	16 067	14 978	0,171	2,33

Коэффициент охвата для  $t = 5$  лет составляет  $14978/16067 = 0,93$ ; коэффициент охвата по площади зоны повышенной температуры для  $t = 5$  лет равен  $7308/14000 = 0,52$ . Коэффициент нефтеотдачи пласта через 5 лет после начала нагнетания пара достигает 40 %.

Рассмотренные здесь расчеты легко проводятся на ЭВМ.

### ЛИТЕРАТУРА ПО ОБЩИМ ВОПРОСАМ

- [1] MC ADAMS (W. H.). — Transmission de la chaleur. *Dunod*, Paris (1961).
- [2] MISSENAUD (A.). — Conductivité thermique des solides, liquides, gaz et de leurs mélanges. *Éditions Eyrolles*, Paris (1965).
- [3] JAKOB (M.). — Heat Transfer. *John Wiley*, New York (1962).
- [4] CARLAW (H. S.) et JARGER (J. C.). — Conduction of Heat in Solids. *Clarendon Press*, Oxford (1959).
- [5] GRÖBER (A.), ERK (S.) et GRIGULL (U.). — Die Grundgesetze der Wärmeübertragung. *Springer*, Berlin (1963).
- [6] DEVIÈS (D.). — Transfert de matière. Série d'articles parus dans la *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XV-7/8, 1142-1159, XV-9, 1347-1365, XV-10, 1446-1464 (1960).
- [7] BIRD (R. B.), STEWART (W. E.) et LIGHTFOOT (E. N.). — Transport Phenomena. *John Wiley*, New York (1960).
- [8] MARLE (C.). — Cours de Production. IV. Les écoulements polyphasiques en milieu poreux. *Éditions Technip*, Paris (1972).
- [9] REID (R. C.), PRAUSNITZ (J. M.) et SHERWOOD (T. K.). — The Properties of Gases and Liquids. *Mc Graw Hill*, New York (1977).
- [10] MAXWELL (J. B.). — Data Book on Hydrocarbons. *Van Nostrand*, Princeton (1958).
- [11] JUNGERS (J. C.) et col. — Cinétique chimique appliquée. *Éditions Technip*, Paris (1958).
- [12] VAN TIGHELEN (A.) et col. — Oxydations et combustions, tomes I et II. *Éditions Technip*, Paris (1968).
- [13] EMANUEL (N. M.) et alii. — The Oxidation of Hydrocarbons in the Liquid Phase. *Pergamon Press*, Oxford (1965).
- [14] EMANUEL (N. M.), DENISOV (E. T.) et MAIEUS (Z. K.). — Liquid-Phase Oxidation of Hydrocarbons. *Plenum Press*, New York (1967).
- [15] SCHMIDT (E.). — Propriétés de l'eau et de la vapeur d'eau. *Springer*, Berlin (1969).
- [16] OGANOV (K. A.). — Bases de la stimulation thermique des couches pétrolières. *Nedra*, Moscou (1967) (en russe).
- [17] SMITH (C. R.). — Mechanics of Secondary Oil Recovery. *Reinhold*, New York (1966).
- [18] Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. CRAWFORD (P. B.) : chapitre V ; FAROUQ ALI (S. M.) : chapitre VI. *Interstate Oil Compact Commission*, Oklahoma City (1974).
- [19] Fundamentals of Thermal Oil Recovery. *Petroleum Eng. Publ. Co*, Dallas (1965) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [20] Thermal recovery processes. *SPE Reprint Series n° 7*, Soc. *Petroleum Engrs AIME* (1968) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [21] Thermal recovery techniques. *SPE Reprint Series n° 10*, Soc. *Petroleum Engrs AIME* (1972) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [22] L'exploitation des gisements d'hydrocarbures. BIA (P.), COMBARNOU (M.) : chapitre VI ; BURGER (J.), SAHUQUET (B.) : chapitre VII. *Éditions Technip*, Paris (1974).
- [23] IAI (H. Y.). — Bibliography of Thermal Methods of Oil Recovery. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 14, n° 2, p. 55-65 (1975).
- [24] PRATS (M.). — Thermal recovery. *Soc. Petroleum Engrs AIME*, Monograph vol. 7 (1982).

- [4.1] WILLHITE (G. P.). — Overall heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells. *J. Petroleum Technol.*, vol. 14, p. 607-613 (1967) [Repris dans [21], p. 70].
- [4.2] TERAN DE LA GARZA (H.), NOGUERON TRUJANO (D.) et CABAS LECONA (S.). — How to find heat losses in surface steam lines. *Oil and Gas J.*, vol. 69, n° 2, p. 36-39 (11 janv. 1971).
- [4.3] NELSON (W. L.). — Petroleum Refinery Engineering. *Mc Graw Hill*, New York (1958).
- [4.4] RAMEY (H. J., Jr.). — Wellbore heat transmission. *J. Petroleum Technol.*, vol. 14, p. 427-433 (1962).
- [4.5] SATTER (A.). — Heat losses during flow of steam down a wellbore. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 843-851 (1965) [Repris dans [21], p. 53].
- [4.6] LEUTWYLER (K.). — Casing temperature studies in steam injection wells. *J. Petroleum Technol.*, vol. 18, p. 1157-1162 (1966).
- [4.7] FAROUQ ALI (S. M.). — Steam injection. *Réf.* [18], p. 127-182.
- [4.8] PACHECO (E. F.) et FAROUQ ALI (S. M.). — Wellbore heat losses and pressure drop in steam injection. *J. Petroleum Technol.*, vol. 24, p. 139-144 (1972).
- [4.9] HUYGEN (H. H.) et HUIT (J. L.). — Wellbore heat losses and casing temperatures during steam injection. *Producers monthly*, vol. 30, n° 8, p. 2-8 (août 1966).
- [4.10] EARLOUGHNER (R. C., Jr.). — Some practical considerations in the design of steam injection wells. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 79-86 (1969).
- [4.11] HAGEDORN (A. R.) et BROWN (K. E.). — Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 475-484 (1965).
- [4.12] MARX (J. W.) et LANGENHEIM (R. H.). — Reservoir heating by hot fluid injection. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 216, p. 312-315 (1959) [Repris dans [20], p. 150].
- [4.13] RAMEY (H. J., Jr.). — Discussion of a Reservoir heating by hot fluid injection. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 216, p. 364-365 (1959).
- [4.14] LAUWERIER (H. A.). — The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid. *Applied sci. Res.*, vol. 3, section A, p. 143-150 (1955).
- [4.15] MALOFKEV (G. E.). — Calculation of the temperature distribution in a formation during hot fluid injection into a well. *Neft. Gaz*, n° 7, p. 39-64 (1960) [en russe].
- [4.16] RAMEY (H. J., Jr.). — How to calculate heat transmission in hot fluid injection. *Petroleum Engr*, vol. 36, n° 12, p. 110-120 (nov. 1964) [Repris dans [19], p. 165].
- [4.17] SPILLETTEK (A. G.). — Heat transfer during hot fluid injection into an oil reservoir. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 4, p. 213-218 (1965) [Repris dans [21], p. 21].
- [4.18] RUBINSHTEIN (L. I.). — The integral value of heat losses during hot fluid injection into a stratum. *Neft. Gaz*, n° 9, p. 41-48 (1959) [en russe].
- [4.19] WILLMAN (B. T.), VALLEROY (V. V.), RUMBERG (G. W.), CORNELIUS (A. J.) et POWERS (L. W.). — Laboratory studies of oil recovery by steam injection. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 222, p. 681-690 (1961) [Repris dans [20], p. 154].
- [4.20] FAROUQ ALI (S. M.). — Effect of differences in the overburden and the underburden on steamflood performance. *Producers monthly*, vol. 30, n° 12, p. 8-13 (déc. 1966) [Repris dans « Oil Recovery by steam injection ». *Producers Publ. Cy*, Bradford, p. 40-45 (1970)].
- [4.21] CLOSMANN (P. J.). — Steam zone growth during multiple-layer steam injection. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 7, p. 1-10 (1967).
- [4.22] SATTER (A.) et PARRISH (D. R.). — A two-dimensional analysis of reservoir heating by steam injection. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 185-197 (1971).
- [4.23] MANDL (G.) et VOLEK (C. W.). — Heat and mass transport in steam-drive processes. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 9, p. 39-79 (1969) [Repris dans [21], p. 27].
- [4.24] HEARN (C. L.). — Effect of latent heat content of injected steam in a steam drive. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 374-375 (1969).
- [4.25] MYHILL (N. A.) et STROCKMIEER (G. L.). — Steam-drive correlation and prediction. *J. Petroleum Technol.*, vol. 30, p. 173-182 (1978).
- [4.26] FAROUQ ALI (S. M.). — Marx and Langenheim's model of steam injection. *Producers monthly*, vol. 30, n° 11, p. 2-8 (nov. 1966) [Repris dans « Oil Recovery by steam injection ». *Producers Publ. Cy*, p. 35-39 (1970)].
- [4.27] DAVIS (L. G.), SILBERBERG (I. H.) et CAUDLE (B. H.). — A method of predicting oil recovery in a five-spot steamflood. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 1050-1054 (1968).
- [4.28] VAN LOOKEREN (J.). — Calculation methods for linear and radial steam flow in oil reservoirs. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 23, p. 427-439 (1983).
- [4.29] KHEE (S. W.) et DOSCHER (T. M.). — A method for predicting oil recovery by steamflooding including the effects of distillation and gravity override. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 20, p. 249-266 (1980).
- [4.30] NEUMAN (C. H.). — A mathematical model of the steam drive process. Derivation. Document *Chevron Oil* non publié ; A mathematical model of the steam drive process. Applications. *Annu. Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper* n° 4757 (avr. 1975).
- [4.31] FAROUQ ALI (S. M.). — Procedure for the calculation of oil recovery by a radial steamflood. *Producers monthly*, vol. 30, n° 7, p. 2-6 (juillet 1966) [Repris dans « Oil recovery by steam injection ». *Producers Publ. Cy*, p. 64-67 (1970)].

- [4.32] SHUTLER (N. D.) et BOBERG (T. C.). — A one-dimensional analytical technique for predicting oil recovery by steamflooding. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 12, p. 489-498 (1972).
- [4.33] FOURNIER (R. P.). — A numerical method for computing recovery of oil by hot water injection in a radial system. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 5, p. 131-140 (1965).
- [4.34] BOBERG (T. C.) et LANTZ (R. B.). — Calculation of the production rate of a thermally stimulated well. *J. Petroleum Technol.*, vol. 18, p. 1613-1623 (1966) [Repris dans [21], p. 289].
- [4.35] BENTSEN (R. G.) et DONOHUE (D. A. T.). — A dynamic programming model of the cyclic steam injection process. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 1582-1596 (1969).
- [4.36] WILLIAMSON (A. S.), DRAKE (L. P.) et CHAPPELEAR (J. E.). — A steam-soak model for an isothermal reservoir simulation. *Symp. numer. Simul. Reservoir Performance, Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5739* (fév. 1976).
- [4.37] DAVIDSON (L. B.), MILLER (F. G.) et MÜLLER (T. D.). — A mathematical model of reservoir response during the cyclic injection of steam. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 7, p. 174-188 (1967).
- [4.38] CLOSMANN (P. J.), RATLIFF (N. W.) et TRUITT (N. E.). — A steam-soak model for depletion type reservoirs. *J. Petroleum Technol.*, vol. 22, p. 757-770 (1970).
- [4.39] MARTIN (J. C.). — A theoretical analysis of steam stimulation. *J. Petroleum Technol.*, vol. 19, p. 411-418 (1967) [Repris dans [21], p. 300].
- [4.40] CLOSMANN (P. J.). — Steam zone growth in a preheated reservoir. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 8, p. 313-320 (1968).
- [4.41] JONES (J.). — Cyclic steam reservoir model for viscous oil, pressure depleted, gravity drainage reservoirs. *Annu. Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6544* (avr. 1977).
- [4.42] SEBA (R. D.) et PERRY (G. E.). — A mathematical model of repeated steam soaks of thick gravity drainage reservoirs. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 87-94 (1969).
- [4.43] KUO (C. H.), SHAIN (S. A.) et PHOGAS (D. M.). — A gravity drainage model for the steam-soak process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 10, p. 119-126 (1970).
- [4.44] DE SWAAN (A.). — Improved numerical model of steam-soak process. *Oil and Gas J.*, vol. 70, n° 1, p. 58-62 (3 janv. 1972).
- [4.45] SPILLETTE (A. G.) et NIELSEN (R. L.). — Two-dimensional method for predicting hot waterflood recovery behavior. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 627-638 (1968) [Repris dans [21], p. 86].
- [4.46] SHUTLER (N. D.). — Numerical three-phase model of the linear steamflood process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 9, p. 232-246 (1969).
- [4.47] SHUTLER (N. D.). — Numerical three-phase model of the two-dimensional steamflood process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 10, p. 405-417 (1970) [Repris dans [21], p. 158].
- [4.48] VINSOME (P. K. W.). — A numerical description of hot-water and steam drives by the finite-difference method. *Annu. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5248* (oct. 1974).
- [4.49] FERRER (J.) et FAROUQ ALI (S. M.). — A three-phase, two-dimensional compositional thermal simulator for steam injection processes. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 16, n° 1, p. 78-80 (1977).
- [4.50] WEINSTEIN (H. G.), WHEELER (J. A.) et WOODS (E. G.). — Numerical model for thermal processes. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 17, p. 65-78 (1977).
- [4.51] ABDALLA (A.) et COATS (K. H.). — A three-phase, experimental and numerical simulation study of the steam flood process. *Annu. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 3600* (oct. 1971).
- [4.52] COATS (K. H.), GEORGES (W. D.), CHU (C.) et MARCUS (B. E.). — Three-dimensional simulation of steamflooding. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 14, p. 573-592 (1974).
- [4.53] COATS (K. H.). — Simulation of steamflooding with distillation and solution gas. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 16, p. 235-247 (1976).
- [4.54] COATS (K. H.). — A highly implicit steamflood model. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 18, p. 369-383 (1978).
- [4.55] CHU (C.) et TRIMBLE (A. E.). — Numerical simulation of steam displacement. Field performance applications. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, p. 763-776 (1975).
- [4.56] GOMAA (E. E.). — Correlations for predicting oil recovery by steamflood. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 325-332 (1980).
- [4.57] CHU (C.). — Pattern configuration effect on steamflood performance. *J. Petroleum Technol.*, vol. 31, p. 1101-1111 (1979).
- [4.58] LEMONNIER (P.). — Three-dimensional numerical simulation of steam injection. *1981 Europ. Symp. on Enhanced Oil Recovery, Proc., Elsevier Sequoia S.A., Lausanne*, p. 379-394 (1981).
- [4.59] GEERTSMA (J.), CROSS (G. A.) et SCHWARTZ (N.). — Theory of dimensionally scaled models of petroleum reservoirs. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 207, p. 118-127 (1956).
- [4.60] PERKINS (F. M.) et COLLINS (R. E.). — Scaling laws for laboratory flow models of oil reservoirs. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 383-385 (1960).
- [4.61] BAKER (P. E.). — Heat wave propagation and losses in thermal oil recovery processes. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co, Barking*, vol. 3, p. 459-470 (1967).
- [4.62] PUJOL (L.) et BOBERG (T. C.). — Scaling accuracy of laboratory steam flooding models. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 4191* (nov. 1972).
- [4.63] STEGEMEIER (G. L.), LAUMBACH (D. D.) et VOLEK (C. W.). — Representing steam processes with vacuum models. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 20, p. 151-179 (1980).
- [4.64] PURSLEY (S. A.). — Experimental studies of thermal recovery processes. *Simposio sobre crudos pesados. Univ. del Zulia, Maracaibo*, p. 132-148 (juil. 1974).
- [4.65] BURNS (W. C.). — Water treatment for once-through steam generators. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 417-421 (1965).
- [4.66] SMITH (M. L.). — Waste water reclamation for steam generator feed, Kern River Field, California. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 3689* (nov. 1971).

- [4.67] BRADLEY (B. W.) et GATZKE (L. K.). — Steamflood heater scale and corrosion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, p. 171-178 (1975).
- [4.68] FANARITIS (J. P.) et KIMMEL (J. D.). — Review of once-through steam generators. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 409-416 (1965).
- [4.69] OWENS (M. E.) et BRAMLEY (B. G.). — Performance of equipment used in high-pressure steam floods. *J. Petroleum Technol.*, vol. 18, p. 1525-1531 (1966).
- [4.70] COCKAINS (R. W.). — Steam generating equipment and operating procedures. *Notice National Tank Company* (fév. 1965).
- [4.71] WILSON (T. M.). — Steam quality and metering. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 13, n° 2, p. 33-38 (avr.-juin 1976).
- [4.72] PLASS (L.) et DARADIMOS (G.). — Combustion of heavy oil and upgrading residues in the circulating fluid bed for steam production. *Second international Conf. The Future of heavy Crude and Tar Sands, McGraw Hill, New York*, p. 638-652 (1984).
- [4.73] FITZGERALD (B. M.). — Surface injection and production systems for steam operations. *Producers monthly*, vol. 31, n° 12, p. 18-23 (déc. 1967).
- [4.74] HODGKINSON (R. J.) et HUGLI (A. D.). — Determination of steam quality anywhere in the system. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 672-675 (1977).
- [4.75] WILLHITE (G. P.) et DIETRICH (W. K.). — Design criteria for completion of steam injection wells. *J. Petroleum Technol.*, vol. 19, p. 15-21 (1967) [Repris dans [21], p. 62].
- [4.76] LEUTWYLER (K.). — How temperature affects thermal well completions. *Petroleum Engr.*, vol. 36, n° 12, p. 84-89 (nov. 1964) [Repris dans [19], p. 50].
- [4.77] NELSON (C. G.). — Program is designed to analyze casing buckling in thermal recovery. *Oil and Gas J.*, vol. 73, n° 49, p. 79-82 (8 déc. 1973).
- [4.78] GATES (C. F.) et HOLMES (B. G.). — Thermal well completions and operation. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Cy, Barking*, vol. 3, p. 419-429 (1967).
- [4.79] CARTER (G.) et SMITH (D. K.). — Properties of cementing compositions at elevated temperatures and pressures. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 20-26 (1958).
- [4.80] CAIN (J. E.), SHRYOCK (S. H.) et CARTER (G.). — Cementing steam injection wells in California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 18, p. 431-436 (1966).
- [4.81] PEMBERTHY (W. L., Jr.) et BAYLESS (J. H.). — Silicate foam wellbore insulation. *J. Petroleum Technol.*, vol. 26, p. 583-588 (1974).
- [4.82] BALLARD (J. R.), LANFRANCHI (E. E.) et VANAGS (P. A.). — Thermal recovery in the Venezuelan heavy oil belt. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 16, n° 2, p. 22-27 (avr.-juin 1977); LANFRANCHI (E.). — Result of the application of alternating steam injection in heavy oil in southeastern Venezuela. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 584-592 (1977).
- [4.83] GIUSTI (L. E.). — CSV makes steam soak work in Venezuela field. *Oil and Gas J.*, vol. 72, n° 44, p. 88-93 (4 nov. 1974).
- [4.84] BURKILL (C. C.) et LEAL (A. J.). — Aspectos operacionales de la inyección selectiva de vapor en pozos de la CSV de la Costa Bolívar, Edo. Zulia. *Simpósio sobre cruasdos pesados. Univ. del Zulia, Maracaybo*, p. 337-394 (juil. 1974).
- [4.85] GETTY solves Kern River casing blow. *Oil and Gas J.*, vol. 77, n° 20, p. 138-143 (14 mai 1979).
- [4.86] DEWAN (J. T.) et ELFARR (J.). — Lifting of heavy oil with inert-gas operated chamber pumps. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 0913, Proc.*, p. 277-291 (mars 1981).
- [4.87] GUREL (D. O.). — Operating practices to improve profitability of conventional heavy crude production. *First international Conf. The Future of heavy Crude and Tar Sands, McGraw Hill, New York*, p. 791-797 (1981).
- [4.88] BURNS (J.). — A review of steam soak operations in California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 25-34 (1969) [Repris dans [21], p. 263].
- [4.89] Continuous steam injection, heat scavenging spark Kern River. *Oil and Gas J.*, vol. 73, n° 4, p. 127-142 (27 janv. 1973).
- [4.90] Annual production report. Steam dominates enhanced oil recovery. *Oil and Gas J.*, vol. 80, n° 14, p. 139-159 (5 avr. 1982).
- [4.91] NORAN (D.). — Growth marks enhanced oil recovery. *Oil and Gas J.*, vol. 76, n° 13, p. 113-140 (27 mars 1978).
- [4.92] DIETZ (D. N.). — Hot-water drive. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Cy, Barking*, vol. 3, p. 451-457 (1967) [Repris dans [21], p. 79].
- [4.93] MARTIN (W. L.), DEW (J. N.), POWERS (M. L.) et STEVENS (H. B.). — Results of a tertiary hot waterflood in a thin sand reservoir. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 739-750 (1968).
- [4.94] SCHÄFER (J. C.). — Thermal recovery in the Schooneboek oil field. Fifteen years of experience. *Erdöl-Erdgas Z.*, vol. 90, p. 372-379 (1974).
- [4.95] FAROUQ ALI (S. M.). — Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 13, n° 1, p. 54-68 (janv.-mars 1974).
- [4.96] YOELIN (S. D.). — The TM sand steam stimulation project. *J. Petroleum Technol.*, vol. 23, p. 987-994 (1971).
- [4.97] RIVERO (R. T.) et HAINZ (R. C.). — Resteamming time determination. Case history of a steam-soak well in Midway Sunset. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, p. 665-671 (1975).
- [4.98] BORREGALES (C. J.). — Steam soak on the Bolívar coast. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 561-583 (1977).
- [4.99] BURGER (J. G.). — In situ recovery of oil from oil sands. Bitumens, asphaltas and tar sands. *Develop. in Petroleum Sci.*, vol. 7, *Elsevier Publ. Cy, chap. 7*, p. 191-212 (1978).
- [4.100] BUCKLES (R. S.). — Steam stimulation heavy oil recovery at Cold Lake, Alberta. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 7994* (avr. 1979).

- [4.101] ADAMS (R. H.) et KHAN (A. M.). — Cyclic steam injection project performance analysis and some results of a continuous steam displacement pilot. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 95-100 (1969) [Repris dans [21], p. 273].
- [4.102] ARMSTRONG (T. A.). — Kern River : Where steam pays off. *Oil and Gas J.*, vol. 64, n° 14, p. 127-135 (4 avr. 1966).
- [4.103] NIKO (H.) et TROOST (P. J. P. M.). — Experimental investigation of the steam-wak process in a depletion-type reservoir. *J. Petroleum Technol.*, vol. 23, p. 1006-1014 (1971) [Repris dans [21], p. 308].
- [4.104] BURSSELL (C. G.). — Steam displacement. Kern River field. *J. Petroleum Technol.*, vol. 22, p. 1225-1231 (1970) ;  
BURSSELL (C. G.) et PITTMAN (C. M.). — Performance of steam displacement in the Kern River field. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, p. 997-1004 (1975).
- [4.105] FARUQ ALI (S. M.) et MELDAU (R. F.). — Current steamflood technology. *J. Petroleum Technol.*, vol. 31, p. 1332-1342, (1979).
- [4.106] STOKES (D. D.), BREW (J. R.), WHITTEN (D. G.) et WOODEN (L. W.). — Steam drive as a supplemental recovery process in an intermediate viscosity reservoir, Mount Poso Field, California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 30, p. 125-131 (1978).
- [4.107] STOKES (D. D.) et DOSCHER (T. M.). — Shell makes a success of steam flood at Yorba Linda. *Oil and Gas J.*, vol. 72, n° 35, p. 71-78 (2 sept. 1974).
- [4.108] COOK (D. L.). — Influence of silt zones on steam drive performance upper conglomerate zone, Yorba Linda field, California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 29, p. 1397-1404 (1977).
- [4.109] DE HAAN (H. J.) et SCHENK (L.). — Performance analysis of a major steam-drive project in the Tia Juana field, Western Venezuela. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 111-119 (1969) [Repris dans [21], p. 125].
- [4.110] HERRERA (A. J.). — The M6 steam drive project design and implementation. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 16, n° 3, p. 62-71 (juil.-sept. 1977) ;  
SCHENK (L.). — « Analysis of the early performance of the M6 steam drive project ». *SPE/DOE Symp. on Enhanced Oil Recovery*, SPE/DOE Paper n° 10710 (avr. 1982).
- [4.111] GATES (C. F.) et BREWER (S. W.). — Steam injection into the D and E zones, Tulare formation, South Belridge field, Kern County, California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, n° 3, p. 343-348 (1975).
- [4.112] VAN DIJK (C.). — Steam-drive project in the Schonebeek field, the Netherlands. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 295-302 (1968) [Repris dans [21], p. 111].
- [4.113] AFORJU (B. I.). — Conversion of steam injection to waterflood, East Cuainga field. *J. Petroleum Technol.*, vol. 26, p. 1227-1232 (1974).
- [4.114] BLEVINS (T. R.) et BILLINGSLEY (R. H.). — The ten pattern steam flood. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, p. 1505-1514 (1975).  
OGLESBY (K. D.), BLEVINS (T. R.), ROGERS (E. E.) et JOHNSON (W. M.). — Status of the ten-pattern steamflood, Kern River field, California. *J. Petroleum Technol.*, vol. 34, p. 2257-2257 (1982).
- [4.115] POLLOCK (C. B.) et BUXTON (T. S.). — Performance of a forward steam drive project. Nugget reservoir, Winkelman Dome field, Wyoming. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 35-40 (1969) [Repris dans [21], p. 119].
- [4.116] Winkelman Dome steam-drive project expands. *Oil and Gas J.*, vol. 72, n° 42, p. 114-120 (21 oct. 1974).
- [4.117] GOMAA (E. E.), DUERKSEN (J. H.) et WOO (P. T.). — Designing a steamflood pilot in the thick Monarch sand of the Midway-Sunset field. *J. Petroleum Technol.*, vol. 29, p. 1559-1568 (1977) ;  
DUERKSEN (J. H.) et GOMAA (E. E.). — Status of the Section 26 C steamflood, Midway-Sunset field, California. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6748* (oct. 1977).
- [4.118] HANELIK (E. J.) et al. — Williams Holding lease, steamflood demonstration project, Cat Canyon oil field. Project design and development. *Topical Rept n° 1, USDOE Rept SAN/1188-1* (juin 1977).
- [4.119] WIDMYER (R. H.), HOWARD (C. E.), FONTAINE (M. F.) et HAYNER (S. Jr.). — The Charco Redondo thermal recovery pilot. *J. Petroleum Technol.*, vol. 29, p. 1522-1532 (1977).
- [4.120] KOKOPNICKI (D. T.), TRAVERSK (E. F.), BROWN (A.) et DEHERT (A. D.). — Design and evaluation of the Shiels Canyon field steam-distillation drive pilot project. *J. Petroleum Technol.*, vol. 31, p. 546-552 (1979).
- [4.121] LILLIE (W. H. E.) et SPRINGER (F. P.). — Status of the steam drive pilot in the Georgsdorf field, the Federal Republic of Germany. *Annus. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 8385* (sept. 1979).
- [4.122] SAHUQUET (B. C.) et FERRIER (J. J.). — Steam-drive pilot in a fractured carbonated reservoir : Lacq Supérieur field. *J. Petroleum Technol.*, vol. 34, p. 873-880 (1982) ;  
SAHUQUET (B.) et CORRE (B.). — Injection de vapeur en milieu carbonaté fissuré. Pilote de Lacq Supérieur. 2<sup>e</sup> Colloq. européen, *Récupération assistée du pétrole*, Editions Technip, Paris, p. 611-623 (nov. 1982).
- [4.123] HARMSEN (G. J.). — Steamflooding in a water drive reservoir in the Schonebeek field in the Netherlands. *Proc. Tenth World Petroleum Congr.*, Heylen, Londres, vol. 3, p. 265-282 (1980) ;  
TROOST (P. J. P. M.). — Schonebeek oilfield. The RW-2E steam injection project. *Second International Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands, Mc Graw Hill*, New York, p. 599-606 (1984).
- [4.124] HUYGNS (H. H. A.) et LOWRY (W. E., Jr.). — Steamflooding Wahasca tar sand through bottom water zone. Scaled model tests. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 23, p. 92-98 (1983).
- [4.125] PRATS (M.). — Peace River steam drive scaled model experiments. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 346-363 (1977).
- [4.126] HALL (A. L.) et BOWMAN (R. W.). — Operation and performance of the Slocum

- thermal recovery project. *J. Petroleum Technol.*, vol. 25, p. 402-408 (1973).
- [4.127] DILLABOUGH (J. A.) et PRATS (M.). — Recovering bitumen from Peace River deposits. *Oil and Gas J.*, vol. 72, n° 45, p. 186-198 (11 nov. 1974).
- [4.128] WOOTEN (R. W.). — Case history of a successful steamflood project, Loco field. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 7548* (oct. 1978).
- [4.129] SHEPHERD (D. W.). — Predicting bitumen recovery from steam stimulation. *World Oil*, vol. 189, n° 4, p. 68-72 (sept. 1979).
- [4.130] SPERRY (J. S.). — Heavy-oil recovery system completes three field tests in Mid-Continent region. *Oil and Gas J.*, vol. 79, n° 30, p. 225-237 (27 juil. 1981).
- [4.131] CRAW (P. J.) et REDFORD (D. A.). — Low temperature oxidation process for the recovery of bitumen. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 679-690 (1977).
- [4.132] MELDAU (R. F.), SHIPLEY (R. G.) et COATS (K. H.). — Cyclic gas-steam stimulation of heavy-oil wells. *J. Petroleum Technol.*, vol. 33, p. 1090-1098 (1981).
- [4.133] FAROUQ ALI (S. M.) et ABAD (B.). — Bitumen recovery from oils sands, using solvents in conjunction with steam. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 15, n° 3, p. 80-90 (juil.-sept. 1976).
- [4.134] MILLER (J. S.) et HEATH (I. J.). — ERDA in-house research on heavy oil recovery using unconventional methods. *Proc. Second ERDA Symp. on enhanced Oil and Gas Recovery*, vol. 1, F 2 (sept. 1976).
- [4.135] YOUNG (B. M.), Mc LAUGHLIN (H. C.) et BORCHARDT (J. K.). — Clay stabilization agents. Their effectiveness in high temperature steam. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 2121-2131 (1980).
- [4.136] DOSCHER (T. M.). — Technical problems in in-situ methods for recovery of bitumen from tar sands. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co.*, Barking, vol. 3, p. 625-632 (1967).
- [4.137] ZIRITT (J. L.) et BURGER (J.). — Combined steam and solvent injection. *Second international Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands, Mc Graw Hill*, New York, p. 760-772 (1984).
- [4.138] BROWN (A.), CARLIN (J. T.), FONTAINE (M. F.) et HAYNES (S., Jr.). — Methods for recovery of hydrocarbons utilizing steam injection. *U.S. Patent n° 3732926* (mai 1973).
- [4.139] ROBINSON (R. J.), BURSSELL (C. G.) et RESTINE (J. L.). — A caustic steamflood pilot, Kern River field, Calif. region. *Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6523* (avr. 1977).
- [4.140] ENRLICH (R.). — Laboratory investigation of steam displacement in the Wabasca Grand Rapids - A sand. *The Oil Sands of Canada - Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 364-379 (1977).
- [4.141] REED (M. G.). — Gravel pack and formation sandstone dissolution during steam injection. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 941-949 (1980).
- [4.142] ZIEGLER (V. M.) et HANDY (L. L.). — The effect of temperature on surfactant adsorption in porous media. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 21, p. 218-228 (1981).
- [4.143] GOPALAKRISHNAN (P.), BORRES (S. A.) et COMBARNOUS (M.). — An enhanced oil recovery method: injection of steam with surfactant solution. *Version revue du SPE Paper n° 7109*, Université de Bordeaux I (mars 1979).
- [4.144] DILGREN (R. E.), HIRNSHAKT (G. J.), HILL (H. J.) et WHITTEN (D. G.). — Steam channel expanding steam foam drive. *U.S. Patent n° 4086964* (2 mai 1978).
- [4.145] FITCH (J. P.). — Chemical diversion of heat will improve thermal oil recovery. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6172* (oct. 1976).
- [4.146] DOSCHER (T. M.) et KUUSKRAA (V. A.). — Reviving heavy-oil reservoirs with foam and steam. *Oil and Gas J.*, vol. 80, n° 5, p. 99-103 (1<sup>er</sup> fév. 1982).
- [4.147] ELSON (T. D.) et MARSDEN (S. S., Jr.). — The effectiveness of foaming agents at elevated temperatures over extended periods of time. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 7116* (avr. 1978).
- [4.148] GREASER (G. R.) et SHORE (R. A.). — Steamflood performance in the Kern River field. *SPE/DOE Symp. on Enhanced Oil Recovery, SPE Paper n° 8834* (avr. 1980).
- [4.149] ESON (R. L.) et O'NEEKY (S. K.). — Evaluation of a conventional steam drive with ancillary materials: North Kern Front field, Calif. region. *Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 10775* (mars 1982).
- [4.150] HESS (P. H.). — One-step furfuryl alcohol process for formation plugging. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 1834-1842 (1980).

## ГЛАВА 5. ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 5.1. ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ

Углеводороды обладают способностью вступать в экзотермические реакции с кислородом, что может быть использовано для получения тепла непосредственно в нефтяном пласте.

В основу метода внутрипластового горения положен процесс горения части нефти, содержащейся в пористой среде, для увеличения подвижности негоревших фракций. Горение обычно инициируется с помощью специального оборудования, позволяющего создать в призабойной зоне необходимый температурный уровень; в дальнейшем процесс протекает в автономном режиме при постоянной подаче воздуха в одну или несколько скважин. Как правило, температура фронта горения превышает температуру насыщения водяного пара и находится в пределах от 400 до 600 °С.

Внутрипластовое горение применяется с пятидесятых годов, в основном на месторождениях тяжелой нефти. Чаще всего при этом нефть вытесняется от одной скважины к призабойной зоне другой, однако в ряде случаев этот метод используют и в качестве метода теплового воздействия на прискважинную область, причем периоды нефтедобычи чередуются с периодами горения (поддерживающегося при помощи нагнетания воздуха).

Выделение тепловой энергии внутри пласта позволяет снизить тепловые потери в скважинах. Теплота горения используется для повышения температуры не только нефти, но и коллектора; часть энергии рассеивается в окружающих породах. Совместное использование методов внутрипластового горения и нагнетания нагретой воды служит повышению к.п.д. всего процесса.

Рассмотрим основы различных методик для одномерных процессов, протекающих в однородных средах, т.е. в пренебрежении теплопереносом через боковые поверхности.

Легко понять, что при установившемся режиме распространения воздуха в нефтяной залежи направление перемещения фронта горения зависит от места его образования. Действительно, если температура призабойной зоны вокруг нагнетательной скважины поднята до необходимого уровня, горение инициируется именно в этой области и его фронт перемещается в направлении эксплуатационных скважин, т.е. в направлении вытеснения нефти; в этом случае процесс называют прямоточным горением. Если же повышают температуру призабойной зоны эксплуатационной скважины и воспламенение происходит в ее окрестностях, то фронт горения распространяется к нагнетательной скважине, т.е. в направлении, противоположном направлению вытеснения нефти; такой процесс называют противоточным горением.

Область применения противоточного горения более ограничена, чем прямоточного.

### 5.1.1. СУХОЕ ПРЯМОТОЧНОЕ ГОРЕНИЕ

При сухом прямоточном горении его фронт вытесняет несгоревшие фракции сырой нефти, при этом наиболее тяжелые ее фракции, превратившиеся в углеродистый остаток, неправильно называемый коксом, сгорают в кислороде нагнетаемого воздуха. Область, остающаяся за фронтом горения, не содержит органических соединений.

Для рассмотрения случая установившегося режима удобно выделить четыре основные зоны, нумерация которых проводится в направлении распространения фронта (рис. 5.1).

**Зона 1.** В этой области пласта уже произошло горение, и она совершенно освобождена от нефти. Нагнетаемый воздух нагревается при контакте с коллектором, что позволяет утилизировать часть тепловой энергии, выделяемой при горении. Следовательно, зона представляет собой некий теплообменник, причем температура в ней снижается в направлении к нагнетательной скважине.

**Зона 2.** Зона горения. Кислород потребляется при сжигании углеводородов и кокса, осаденного на поверхности коллектора. Температура

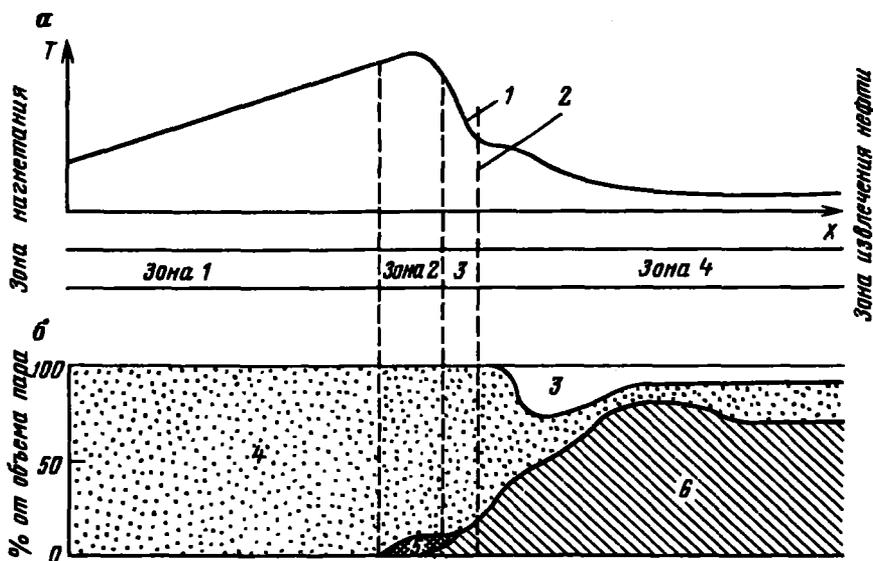


Рис. 5.1. Профили температуры (а) и насыщенности (б) при внутрискважинном прямоточном горении:

1 — распространение фронта; 2 — перемещение воздуха; 3 — вода; 4 — газ; 5 — кокс; 6 — нефть

в этой зоне определяется в основном свойствами и количеством твердых и газообразных веществ, присутствующих в единице объема зоны.

**Зона 3.** Зона коксования. Тяжелые фракции, которые не были смещены и не переведены в газообразное состояние, подвергаются пиролизу. Если не все количество кислорода, поступившего в зону горения, было использовано при окислении, протекает окислительный пиролиз.

**Зона 4.** При достаточном падении температуры заканчиваются химические превращения. Через эту зону фильтруются газообразная и жидкая продукция. Здесь наблюдаются следующие явления:

в области, примыкающей к зоне реакций, протекают последовательно испарение и повторная конденсация легких фракций нефти и воды, изначально присутствовавшей в месторождении; происходит также конденсация воды, являющейся продуктом химических реакций. Явления испарения — конденсации способствуют ускорению процесса теплоты к дальнейшей границе зоны 4;

в области, где температурный уровень ниже температуры конденсации воды, возникает зона, характеризующаяся значением водонасыщенности, превышающим начальное значение водонасыщенности данного месторождения (водяной вал); этот слой проталкивает перед собой вал нефти (зону, характеризующуюся повышенной относительно начального уровня нефтенасыщенностью). Эта нефть очень вязкая, и ее продвижение может привести к закупорке пласта. Вне вала нефти характеристики пласта постепенно приближаются к исходным величинам.

### **Б.1.2. Внутрипластовое прямоточное горение в сочетании с заводнением**

При сухом прямоточном горении значительная доля тепловой энергии, накопленной в коллекторе, теряется в окружающих породах вследствие теплопроводности. После инициирования сухого горения можно совместить нагнетание в пласт воздуха и воды, что позволяет использовать существенную разность энтальпий воды и водяного пара для отбора тепловой энергии, аккумулированной в окрестности нагнетательной скважины, и переносить ее в области перед фронтом горения.

Если отношение количества нагнетаемой воды к количеству нагнетаемого воздуха не слишком велико, происходит горение (рис. 5.2).

В этом случае можно выделить пять зон:

**Зона 1.** Через эту зону уже прошел фронт горения; в ней не содержится или почти не содержится углеводородов. Но так как температура в этой зоне ниже температуры, при которой достигается равновесие жидкость — пар, здесь происходит двухфазное течение. Существенная часть поступившей в пласт воды не достигает фронта испарения.

**Зона 2.** В этой зоне вода находится в газообразном состоянии и коллекторы насыщены смесью нагнетаемого воздуха и водяного пара. Фронт испарения поступившей в пласт воды располагается на границе между зонами 1 и 2, где градиент температуры имеет большое значение.

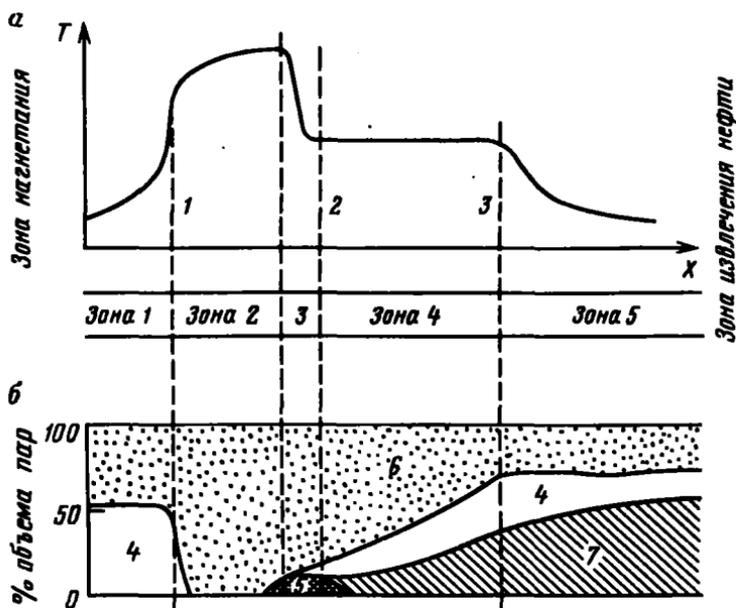


Рис. 5.2. Профили температуры (а) и насыщенности (б) при влажном прямом горении:

1 – фронт парообразования; 2 – фронт горения; 3 – фронт конденсации; 4 – вода; 5 – кокс; 6 – газ; 7 – нефть

**Зона 3. Зона горения.** Кислород расходуется при сжигании невытесненных из зоны углеводородов и кокса, осевшего на стенках коллектора на границе данной зоны с зоной 4.

**Зона 4. Зона парообразования – конденсации.** Температура этой зоны слабо отличается от температуры парообразования воды. Здесь реализуется постепенная конденсация паров нагнетаемой в пласт воды, а также воды, являющейся продуктом химических реакций. С другой стороны, легкие и средние фракции нефти испаряются и уносятся на границу с зоной 5. При достаточно высокой температуре возможны химические реакции (см. раздел 5.2.1).

**Зона 5. На границе с зоной парообразования – конденсации** наблюдается резкое падение температуры вследствие наличия слоя воды, за которым располагается слой нефти. За этой областью характеристики пласта приближаются к своим исходным.

При увеличении отношения количества закачиваемой воды к количеству закачиваемого воздуха тепловая энергия, выделяемая при сжигании и запасаемая коллектором на внутренних участках фронта горения, становится недостаточной для испарения всей массы поступившей в пласт воды. Зоны повышенной температуры (зоны 2 и 3) становятся все более и более узкими и, наконец, исчезают. Однако при определен-

ных условиях возможно продвижение зоны повышенной температуры с неоднородным температурным полем, близким к температуре испарения воды при заданном давлении. Подобный процесс носит название сверхвлажного горения.

Для этого процесса характерно следующее:

существует конечная водонасыщенность (вода в жидком состоянии) во всем объеме области повышенной температуры;

экзотермические реакции, необходимые для поддержания процесса, протекают во всех точках горячей зоны, где находятся углеводородные соединения и кислород;

вследствие невысокого уровня температур горячей зоны пиролиз не оказывает существенного воздействия, и характер окислительных реакций в этом случае отличен от реакции горения при высокой температуре;

не достигается полного вытеснения нефти из обрабатываемой области.

### Б.1.3. Противоточное горение

Если определить границы горения и его затухания в направлении перемещения жидкостей и газов в рассматриваемом объеме, то противоточное горение распространяется от центров добывающих скважин к районам с повышенной нефтенасыщенностью (рис. 5.3). Таким образом,

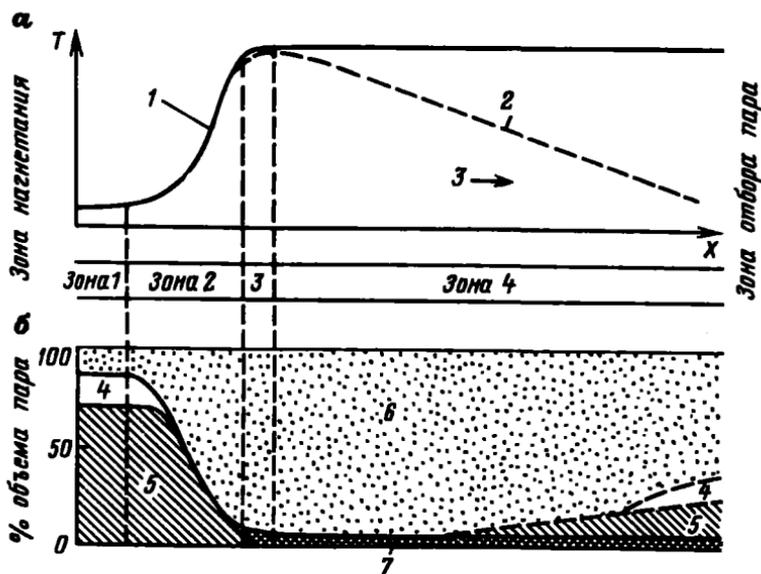


Рис. 5.3. Профили температуры (а) и насыщенности (б) при противоточном горении:

1 – направление распространения фронта; 2 – то же, с учетом тепловых потерь; 3 – направление перемещения воздуха; 4 – вода; 5 – нефть; 6 – газ; 7 – кокс (пунктир – профили с учетом тепловых потерь)

жидкие фракции должны пересечь зону высокой температуры, где углеводороды претерпевают необходимые химические превращения. Наиболее легко окисляемые фракции сгорают в кислороде, а продукты пиролиза образуют остаток (кокс) на пористом коллекторе в областях прохождения фронта горения.

Можно выделить следующие зоны, нумерация которых проводится в направлении течения жидких и газообразных фракций:

**Зона 1.** Характеристики пласта в данной зоне имеют исходные значения. Однако через ее объем пропущен воздух, и при наличии в ней повышенной температуры, а также при достаточной реакционной способности нефти в данной зоне могут начаться химические реакции окисления.

**Зона 2.** Температура в данной зоне возрастает вследствие теплопереноса из зоны 3 — зоны горения; тепловой эффект начинающихся реакций окисления также способствует повышению температуры. Здесь наблюдаются следующие явления: испарение воды, изначально присутствовавшей в месторождении, возгонка легких фракций и окислительный крекинг ряда углеводородов. Газообразные или жидкие фракции увлекаются к границе зоны 3, хотя отдельные соединения образуют углеродистый осадок.

**Зона 3.** Зона горения. Температура достигает своего максимального значения; при реакциях окисления и сгорания молекул наиболее реакционноспособных углеводородов потребляется весь кислород, не использованный в реакциях, протекающих в ранее рассмотренных зонах.

**Зона 4.** Несгоревший кокс остается осажденным на коллекторе, жидкости и газы выгалькиваются к дальним границам зоны. В принципе температура на всем протяжении зоны должна быть постоянной и равной температуре горения. Однако в реальных условиях наличие тепловых потерь в окружающие породы приводит к снижению температуры при удалении от зоны горения и, соответственно, к повторной конденсации фракций нефти, перешедших ранее в газообразное состояние, а также к конденсации паров воды.

## **5.2. ФИЗИЧЕСКИЙ**

### **И ХИМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ**

Приняв, что основой методов внутрипластового горения является возможность осуществления химических реакций в пористой среде, следует сделать вывод о том, что качественный и количественный анализы данных методов должны основываться на понимании физико-химических процессов. Фундаментальные проблемы связаны как с природой и скоростями протекания данных реакций, так и с возникающими при этом тепловыми эффектами. В лабораторных условиях реакции рассматриваются, как правило, или при постоянной температуре, или при заданном градиенте ее изменения в ходе моделирования продвижения фронта горения. Теплота сгорания может быть найдена, если известны составы реагентов и продуктов реакции.

Физические процессы, протекающие при вытеснении нефти нагретыми жидкостями и газами, также способствуют повышению эффективности внутрипластового горения, причем некоторые из них влияют весьма существенно благодаря достижению высокого уровня температуры. Не исключено также появление дополнительных эффектов, возникающих при определенных термодинамических условиях и соотношениях газообразных и жидких фракций.

### 5.2.1. Основные сведения о протекающих химических реакциях

Окисление и горение нефти. В установке для изучения реакционной способности нефти на пористой среде (рис. 5.4) образец, насыщенный таким количеством нефти, которое недостаточно для ее гидродинамического вытеснения в рассматриваемом интервале температур, помещают в капсулу из пирекса или кварцевого стекла. Форма капсулы обес-

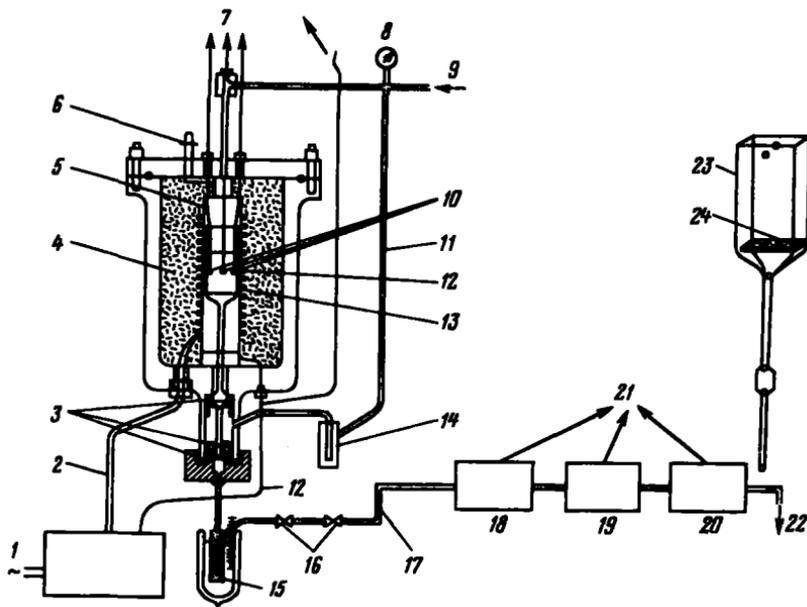


Рис. 5.4. Экспериментальная установка для изучения окисления в пористых средах (публикация Французского института нефти):

1 — регулятор режимов; 2 — питание нагревателя; 3 — уплотнительные соединения; 4 — изоляционный кожух; 5 — нагреватель; 6 — предохранительная диафрагма; 7 — выходы термодар на регистрирующее устройство; 8 — манометр; 9 — воздух (или азот); 10 — измерительные термодары; 11 — линия уравнивания давления; 12 — регулирующая термодара; 13 — измерительная капсула; 14 — буферная емкость; 15 — ловушка паров воды ( $-20^{\circ}\text{C}$ ); 16 — дроссельные клапаны; 17 — расходомер; 18 — анализатор  $\text{CO}$ ; 19 — анализатор  $\text{CO}_2$ ; 20 — анализатор  $\text{O}_2$ ; 21 — к регистратору; 22 — линия откачки; 23 — измерительная капсула; 24 — мембрана из спеченного стекла

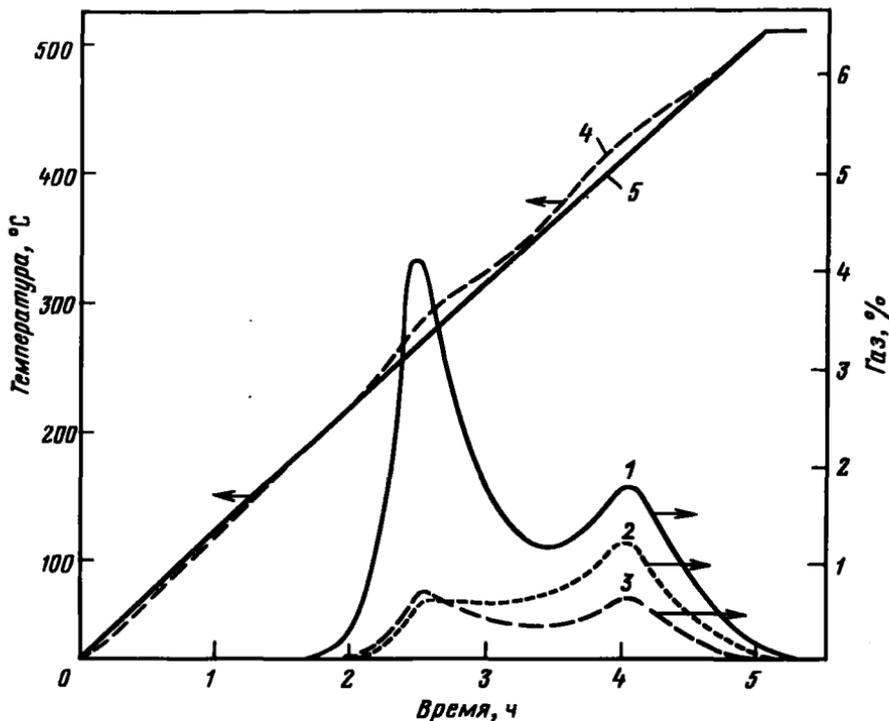


Рис. 5.5. Окисление дегазированной нефти, заполняющей песчаный коллектор [5.1] (плотность нефти  $0,89 \text{ г/см}^3$ ; расход воздуха  $40 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ; давление нагнетания  $5,5 \text{ бар}$ ):

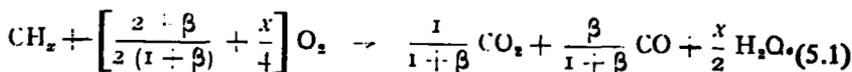
1 — потребленный  $\text{O}_2$ ; 2 — полученный  $\text{CO}_2$ ; 3 — полученный  $\text{CO}$ ; 4 — температура внутри образца; 5 — температура нагревателя

печивает максимальную однородность температурного поля и состава реагентов. Капсула нагревается по линейному закону до температуры  $500 \text{ }^\circ\text{C}$ . Через образец обеспечивают циркуляцию воздуха или азота — в зависимости от того, изучают окисление (рис. 5.5) или пиролиз. Термопары, закрепленные в теле образца, позволяют следить за термическими эффектами. Развитие процесса непрерывно прослеживают с большей точностью благодаря анализу состава выделяющихся газов; в конце эксперимента проводят контрольное взвешивание [5.1], [5.2].

На рис. 5.5 представлены результаты эксперимента по окислению нефти средней плотности на песке, взятом из карьера. На рисунке четко видны две последовательные реакции — одна, протекающая при умеренной температуре, а другая — при повышении температуры до  $300 \text{ }^\circ\text{C}$  [5.1] и [5.2].

Характерной чертой второй реакции окисления является то, что поч-

ти весь потребленный в ходе этой реакции кислород связывается в оксидах углерода. Таким образом, в данном случае протекает реакция горения, имеющая следующую общую формулу:



Значение отношения  $\beta = (CO/CO_2) = 0$  при полном сгорании до получения  $CO_2$  и  $H_2O$ . Кислород, не связанный в  $CO$  и  $CO_2$ , совместно с водородом горючего образует  $H_2O$ . Следовательно, можно найти атомарное отношение водород/углерод  $x$  для горючего при помощи следующего соотношения:

$$x = 4 \frac{[v_{O_2}]_c - [v_{CO_2}]_f - [v_{CO}]_f}{[v_{CO_2}]_f + [v_{CO}]_f} / 2, \quad (5.2)$$

где  $[v_{O_2}]_c$ ,  $[v_{CO_2}]_f$ ,  $[v_{CO}]_f$  — соответственно газообразные объемы использованного  $O_2$  и образовавшихся в ходе реакции  $CO_2$  и  $CO$ , измеренные при определенных давлении и температуре (например, при  $15^\circ C$ )<sup>1</sup>.

Пусть в реакторе не происходит накопления  $O_2$ ,  $CO_2$  или  $CO$ , и пусть реакция протекает в присутствии воздуха (состав воздуха — 21 %  $O_2$ , 79 % азота и аргона). Если обозначить молярные (или объемные) доли  $CO_2$ ,  $CO$  и  $O_2$  в получаемых сухих газообразных продуктах реакции соответственно как  $X_{CO_2}$ ,  $X_{CO}$  и  $X_{O_2}$ , уравнение (5.2) принимает вид:

$$x = 4 \frac{0,21 (\text{расход исходных реагентов/расход продуктов реакции})}{X_{CO_2} + X_{CO}} + 4 \frac{-X_{CO_2} - X_{CO}/2 - X_{O_2}}{X_{CO_2} + X_{CO}}. \quad (5.3)$$

В простом случае, когда газообразные продукты реакции содержат лишь  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $O_2$ ,  $N_2$  и  $Ar$  и когда количество азота и аргона в них соответствует их количеству в исходном воздухе, получаем

$$\frac{\text{расход исходных реагентов}}{\text{расход продуктов реакции}} = \frac{1 - X_{CO_2} - X_{CO} - X_{O_2}}{0,79} \quad (5.4)$$

и для данного частного случая

$$x = \frac{1,06 - 3,06 X_{CO} - 5,06 (X_{CO_2} + X_{O_2})}{X_{CO_2} + X_{CO}}. \quad (5.5)$$

<sup>1</sup>Определение объемов газов здесь приводится при следующих параметрах: давление 1,013 бар, температура  $15^\circ C$ .

Если использовать приведенные выше выражения для расчета атомарного соотношения водород/углерод топлива, сожженного в ходе второй реакции, легко найти, что  $0 < x < 1$ .

Таким образом, речь идет о веществе с низким содержанием водорода, образованном из тяжелых нефтяных фракций. Если остановить окисление, охлаждая образец до окончания второй реакции, можно увидеть на матрице твердый углеродистый остаток, плохо или вообще не растворяющийся в органических растворителях. Это вещество является продуктом термических превращений некоторых нефтяных фракций, протекающих при температурах, начиная с  $300^{\circ}\text{C}$ .

Первый пик окисления достигается при невысокой температуре, находящейся в интервале от  $100\text{--}150$  до  $300\text{--}350^{\circ}\text{C}$ ; он соответствует незначительному окислению нефти. Окислы углерода появляются в продуктах реакции после возрастания температуры на  $50^{\circ}\text{C}$  после начала окисления. Как правило, только малая доля кислорода, потребляемого во время этого первого пика окисления, связывается в  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  (см. рис. 5.5). Одновременно образуются промежуточные продукты окисления (см. раздел 2.2.4). Если этого не учитывать и для вычисления  $x$  в первой реакции использовать одно из выражений (5.2) и (5.5), то можно получить аномально завышенные значения, возрастающие при понижении температуры [5.3] в расчетном значении отношения водород/углерод, полученном таким путем. Отклонение от реакции полного сгорания проявляется в значительно большей степени, чем это определяется действительным химическим составом углеводородных реагентов.

В ходе прямоточного горения, сухого или в присутствии воды, первый пик температуры не столь велик вследствие того, что пористая среда, насыщенная нефтью, нагревается в присутствии тока газа, обедненного или вообще лишенного кислорода (см. рис. 5.1, зоны 3 и 4): фронт горения в этом случае поддерживается за счет второй реакции. И, наоборот, при противоточном горении кислород циркулирует в области низкой температуры (см. рис. 5.3, зоны 1 и 2); продвижение фронта горения зависит от параметров первой реакции, при этом коксообразный остаток на коллекторе остается несожженным. Параметры первого пика окисления также являются определяющими при горении в режиме сверхвлажного горения (избытка воды).

Интенсивность реакции окисления зависит от характеристик системы нефть – коллектор [5.1]; [5.4]. На скорость их течения оказывает влияние наличие в нефти или в коллекторе катализаторов, основой которых являются некоторые переходные металлы ( $\text{Cu}$ ,  $\text{Ni}$  и т.д.). При сравнении рис. 5.5 и рис. 5.6 легко заметить важность подобного каталитического воздействия. Способность к окислению также возрастает при большой удельной поверхности коллектора (например, в глинистых средах [5.4]). Эти результаты указывают на то, что некоторые протекающие в пласте химические реакции относятся к классу гетерогенных.

Пиролиз нефти. Как отмечалось в гл. 2, пиролиз углеводородов соответствует различным типам химических реакций.

На первом этапе при крекинге под воздействием температуры длин-

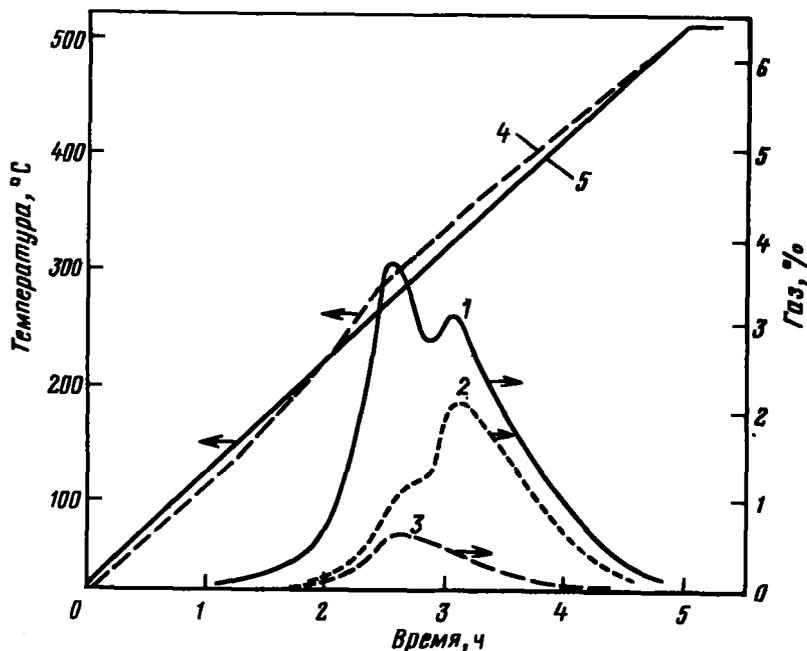


Рис. 5.6. Окисление дегазированной нефти, пропитывающей песок, с содержанием 1 % окиси никеля [5.1] (плотность нефти 0,89 г/см<sup>3</sup>; расход воздуха 40 л/ч (м<sup>3</sup>·ч):

1 – потребленный O<sub>2</sub>; 2 – полученный CO<sub>2</sub>; 3 – полученный CO; 4 – температура внутри образца; 5 – температура нагревателя

ные молекулы сырой нефти расщепляются и образуют более короткие. Однако некоторые из этих коротких молекул обладают высокой реакционной способностью, так что при достаточной длительности процесса или высокой температуре исходные углеводороды могут полностью превратиться в смесь летучих стабильных газов (например, метан) и кокса.

Ранее указывалось на важность коксования нефти при внутрипластовом горении. Этот эффект может быть исследован при нагревании образцов песка, пропитанного сырой нефтью, до заданной температуры при прокачке инертного газа. Получаемый остаток подвергается обычному анализу.

На рис. 5.7 показаны величины содержания углерода и водорода, а также атомного отношения водород/углерод в твердом остатке на пористой матрице из аморфного кремнезема. При превышении температурного уровня (скорость нагрева 500 °С/ч), равного 300 °С, часть остатка перестает растворяться в органических растворителях; при достижении 500 °С весь остаток становится нерастворимым. Присутствие

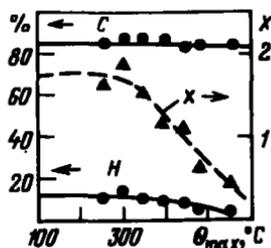


Рис. 5.7. Изменение состава нефтяного остатка при нагревании в атмосфере азота до максимальной температуры  $\theta_{max}$  смеси измельченного кремнезема и нефти (Бюрге Ж., материалы Французского института нефти)

даже незначительного количества кислорода способствует коксообразованию.

**Влияние керогена.** Присутствующее в некоторых нефтяных месторождениях твердое и нерастворимое органическое вещество, называемое керогеном, тесно связано с минеральными породами пласта. В этом случае результаты пиролиза и окисления нефти в коллекторе отличаются от результатов аналогичных процессов в отсутствие керогена. В частности, пиролиз керогена приводит к осаждению кокса, который добавляется к коксу, образованному при пиролизе нефти; кроме того, породы, содержащие кероген, могут иметь тенденцию к смачиваемости нефтью.

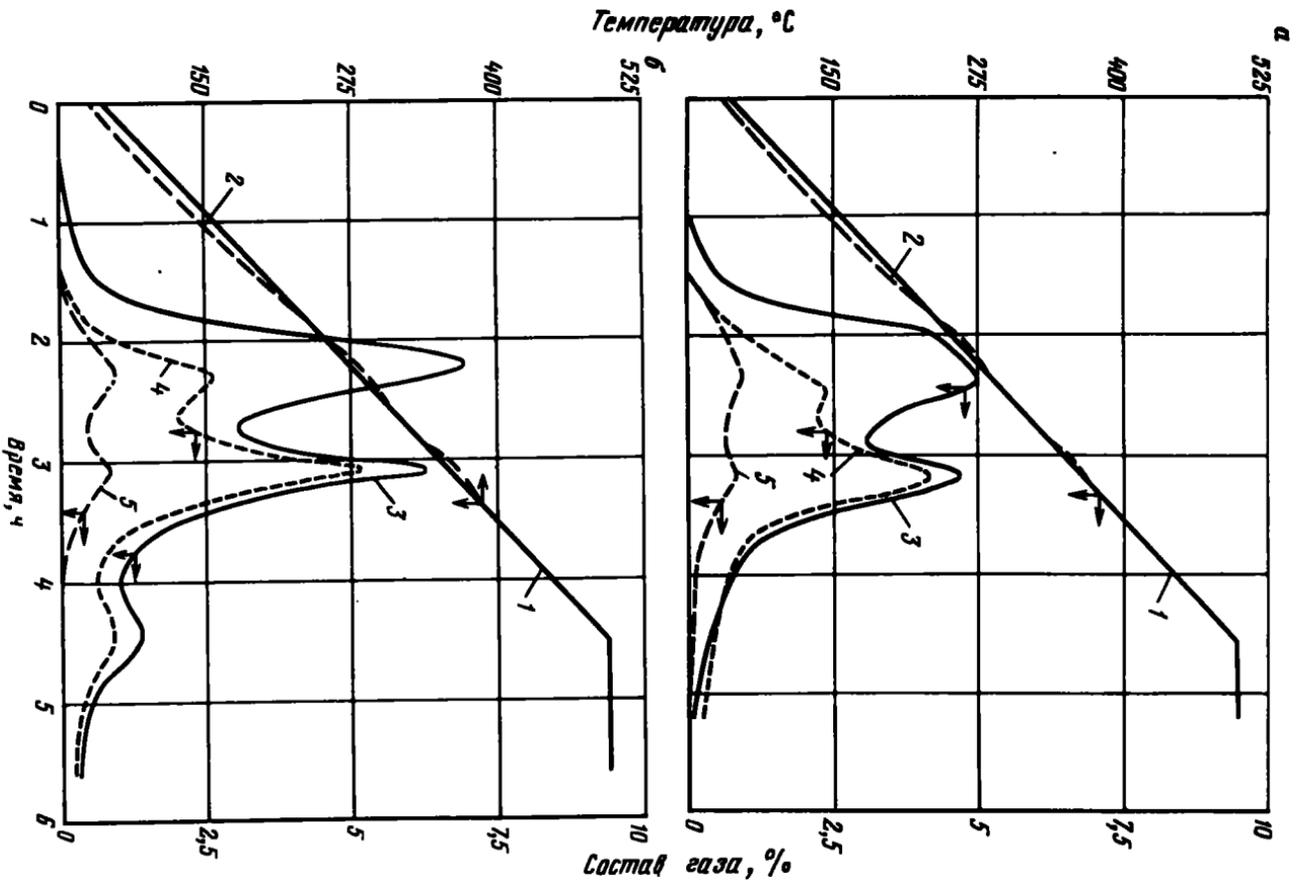
Влияние присутствия керогена на течение реакций окисления и горения проиллюстрировано на рис. 5.8, где дано сравнение процесса окисления нефти в песчаном коллекторе, содержащем кероген, и нефти, содержащейся в таком же песке, но предварительно нагретом и подвергнувшись окислению в интервале температур до  $500^{\circ}\text{C}$ . Анализ газообразных веществ, выделяемых в ходе предварительной обработки коллектора, показывает, что рост пиков на кривой окисления обусловлен присутствием в песке связанного с ним органического вещества.

Эксперимент проводили при давлении 5, 6 бар с природным песком из месторождения, содержащим 3,3 %  $\text{pds}$  нефти (с плотностью  $0,873 \text{ г/см}^3$ ); расход воздуха составлял  $19 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

Природный песок предварительно до эксперимента по окислению нефти промыт (кривая *a*), подвергнут пиролизу и окислению в интервале температур до  $500^{\circ}\text{C}$ , а также только промыт (кривая *b*), пик дополнительного окисления обусловлен присутствием связанного керогена.

Рис. 5.8. Воздействие керогена, связанного с коллектором, на окисляемость нефти (Гаддель Ц., материалы Французского института нефти):

*a* — природный песок промыт, подвергнут пиролизу и окислению; *b* — природный песок только промыт; 1 — температура нагревателя; 2 — температура образца; 3 — количество потребленного  $\text{O}_2$ ; 4 — количество образованного  $\text{CO}_2$ ; 5 — количество образованного  $\text{CO}$



## 5.2.2. Кинетика химических реакций

Невозможно провести строгий анализ химических реакций, протекающих при внутрипластовом горении. Это обусловлено тем, что сырая нефть представляет собой сложную смесь углеводородов, каждый из которых участвует в конкурирующих реакциях, как гомогенных, так и гетерогенных. Поэтому приходится проводить лишь усредненный анализ явлений, что обуславливает некоторую неопределенность и появление области достоверности, ограниченной значениями кинетических параметров (см. раздел 2.2.2).

Здесь будут рассмотрены три типа реакций: окисление углеводородных соединений нефти, реакции пиролиза этих соединений и горение продуктов пиролиза.

Окисление углеводородов нефти. Все реакции окисления обычно рассматривают как единую, хотя более тонкий анализ дает возможность различить два конкурирующих процесса (см. [5.2]): реакцию окисления, протекающую при низких температурах (ниже 300 °С), при которой не происходит образования окислов углерода, и реакцию горения, начинающуюся свыше 200 °С и приводящую к получению всего количества CO<sub>2</sub>. Если пользоваться единой записью для всех реакций окисления в широком диапазоне температур, можно либо принять для конкретного случая конкретные значения кинетических параметров [5.1], [5.5], либо рассмотреть непрерывное изменение данных параметров в зависимости от порядка реакции [5.6] или от температуры.

Здесь будут выбраны конкретные значения кинетических параметров и будет принято, что относительно горючего реакция имеет первый порядок [5.2], однако, если в пористой среде присутствует существенный избыток горючего, можно считать, что скорость реакции определяется концентрацией кислорода [5.1], [5.7], [5.8]. Тогда выражение для скорости окисления нефти записывается в следующем общем виде:

$$-\frac{1}{v} \frac{dm_{O_2}}{dt} = \Phi \rho_h S_h k_{0,1} e^{-E_1/RT}, \quad (5.6)$$

где  $-dm_{O_2}$  — масса кислорода, прореагировавшего за время  $dt$  в объеме  $v$  пористой среды ( $v = v_p/\Phi$ , если  $v_p$  — объем, пор, а  $\Phi$  — пористость);  $\rho_h$  и  $S_h$  — соответственно плотность нефти и нефтенасыщенность;  $p_{O_2}$  — парциальное давление кислорода в газе, заполняющем объем пористой среды;  $k_{0,1}$ ,  $E_1$  и  $n_1$  — кинетические параметры (табл. 5.1) предэкспоненциальный множитель, энергия активации и порядок реакции относительно кислорода.

В лабораторных исследованиях удалось определить скорость окисления сырой нефти различных видов, насыщающей мягкий песок, в интервале температур от 50 до 140 °С и давлений от 30 до 100 бар [5.9], [5.10]. Эти данные позволяют оценить возможность самопроизвольного воспламенения при нагнетании воздуха в нефтяное месторождение (см. раздел 6.3.1). При рассматриваемых температурах реакция окисле-

Таблица 5.1

Критические параметры реакций окисления и горения сырой нефти в пористой среде

Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	$k_{01}$ , с <sup>-1</sup> ·атм <sup>-n<sub>1</sub></sup>	$E_1/R$ , (К)	$n_1$	Интервал температур, °С	Источник	Методика определения
0,97	3 080	8 860	0,46	60–120	[5.9]	Изотермическое окисление при низкой температуре
—	925	8 640	0,57	60–120	[5.9]	
—	498	8 880	0,79	60–145	[5.9]	
—	84 800	10 270	0,48	60–120	[5.9]	
0,98	1 210	8 680	0,45	60–120	[5.9]	
	7 380	9 480	0,31	60–120	[5.9]	
0,89	310	8650	0,65 (2) (3)	90–145	[5.10]	Окисление при средних температурах
0,945	16575 (2) (3)	10200	0,6 (2) (3)	80–140	[5.10]	
0,92	1200	8530	0,6 (2) (4)	50–140	[5.10]	
0,935	(5) (6)	8 485	0,5	120–250	[5.11]	
0,89	(5) (6)	8 800	0,75	120–240	[5.11]	
0,89 (1)	188–490 (5)	7 000–8 800 (7)	1 (8)	20–600	[5.5]	Численная модель противоточного горения
1 (9)	8,2	6 100	0,8	30–550	[5.1]	
—	—	9 000 (10) 8 000 (11)	—	200–300 250–350	[5.2] [5.2]	Анализ кинетики реакций окисления при различных температурах

(1) Нефть из месторождения Шаторенар.

(2) Так как в данном случае измерения проводились при одном давлении, величина параметра  $n_1$  не определялась экспериментально. Произвольно было допущено, что  $n_1 = 0,6$ .(3)  $k_{01} p_{O_2}^{n_1} = 78 500 \text{ с}^{-1}$  для давления воздуха в 60 бар.(4)  $k_{01} p_{O_2}^{n_1} = 3620 \text{ с}^{-1}$  для давления воздуха в 30 бар.

(5) Зависимость от гранулометрического состава пласта.

(6) Форма записи выражения кинетики реакции, использованная автором, не дает возможности определить величину предэкспоненциального множителя.

(7) Минимальное значение параметра получено при добавлении к нефти катализатора на основе меди; максимальное — при малой нефтенасыщенности (частичное горение кокса).

(8) Экспериментальное измерение при атмосферном давлении; значение  $n_1 = 1$  принято для облегчения расчетов.

(9) Битуминозная нефть месторождения Атабаска.

(10) Окисление без образования CO и CO<sub>2</sub>.(11) Реакция при образовании CO<sub>2</sub> до достижения температуры 300–350 °С.

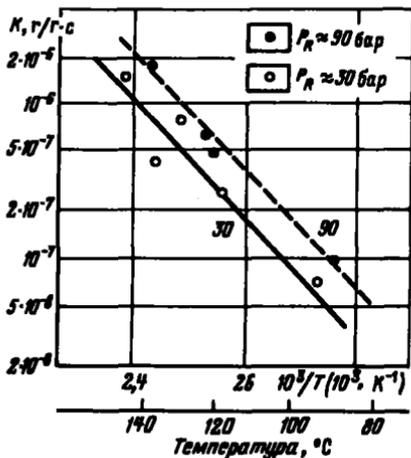


Рис. 5.9. Скорость окисления нефти  $K$ , заполняющей пористую среду (нецементированный песок), при низкой температуре [5.10]

ния протекает медленно и характеристики нефти и газообразных окислов, присутствующих в реакторе, очень слабо изменяются в ходе экспериментов. Более того, диффузия молекул кислорода к молекулам углеводородов протекает быстрее, чем реакция окисления, и концентрация

растворенного кислорода может считаться однородной. Тем самым реакция между кислородом и нефтью протекает скорее в объеме среды, чем на ее поверхности, и множитель перед экспонентой  $k_{o1}$  можно считать независимым от характеристик дисперсности фаз и, в частности, от гранулометрического состава пористой среды [5.9]. Учитывая, что произведение  $\Phi \rho_n S_n v$  есть масса  $m_n$  нефти, пропитывающей образец матрицы, можно определить удельную скорость реакции  $K$  (рис. 5.9) следующим образом:

$$K = \frac{\Delta m_{O_2}}{m_n \Delta t} = k_{o1} e^{-E_1/RT} (\bar{p}_{O_2})^{n_1}, \quad (5.7)$$

где  $\Delta m_{O_2}$  — масса кислорода, потребляемого за время  $\Delta t$  при среднем парциальном давлении кислорода  $\bar{p}_{O_2}$ ;  $K$  — масса кислорода, потребляемого за единицу времени, отнесенная к массе нефти.

Скорости реакций окисления и горения в пористых средах углеводородных соединений нефти были изучены и при более высоких температурах. Для этого использовались следующие методики: непосредственное определение изменения масс при заданной температуре [5.11], кинетический анализ при изменении температуры (раздел 5.2.1), [5.2], использование численных моделей при обработке экспериментальных данных (табл. 5.1). Величины  $n_1$  и  $E_1/R$  изменяются в тех же пределах, что и при низких температурах [5.1], [5.11]. Однако предэкспоненциальный множитель становится зависимым от гранулометрического состава пористой среды, что указывает на тенденцию к переходу реакции окисления в класс поверхностных реакций [5.5], [5.11]. Действительно, скорость реакции возрастает с температурой по экспоненциальному закону, т. е. быстрее, чем скорость диффузии кислорода, и реакция стремится переместиться к поверхности раздела между нефтью, распределенной в порах, и газообразными продуктами окисления. Те-

перь предэкспоненциальный множитель может быть записан в виде  $\chi_{01} (s_p/v_p)^{q_1}$ , где величина  $q_1$  изменяется от 0 до 1 в зависимости от характера реакции и распределения нефти в порах [5.1].

Пиролиз нефти. Как и в реакциях окисления углеводородов, при их пиролизе в зависимости от температуры образуются вещества, обладающие различными физическими и химическими свойствами.

Для исследования изменений свойств нефти, происходящих при частичном крекинге, был изучен пиролиз различных видов тяжелой нефти при невысокой температуре или при ограниченном времени течения реакции как в присутствии пористых сред, так и в их отсутствие [5.12]. Степень превращения нефти в продукты крекинга определялась на основе характеристик процесса их перегонки. Кинетический анализ позволил сделать заключение, что порядок реакции равен 1; показатель активации крекинга лежит в пределах от 22000 до 31000 К. Более того, сравнение пиролиза чистой нефти и нефти, смешанной с песком и водой, не выявило существенных различий между ними [5.12]. Это указывает на то, что крекинг нефти произошел во всем ее объеме. Внешним признаком этого являлось существенное снижение вязкости всех исследованных сортов нефти [5.12].

При превышении 350 °С начинают развиваться вторичные реакции, приводящие (вследствие тенденции к превращению в поверхностную реакцию) к тому, что значительная часть исследуемой нефти превращается в кокс.

В общем виде реакция пиролиза записывается следующим образом:

$$\frac{1}{v} \frac{dm_p}{dt} = \Phi \rho_h S_h \chi_{02} \left( \frac{s_p}{v_p} \right)^{q_2} e^{-E_2/RT}, \quad (5.8)$$

где  $m_p$  — масса продуктов пиролиза, осажденных в объеме  $v$  пористой среды;  $S_h$  — локальная нефтенасыщенность, соответствующая фракциям, не смещенным гидравлическим путем и не увлеченным после перехода их в газообразное состояние.

Таким образом, количество осадка, образованного вследствие пиролиза, зависит, с одной стороны, от количества нефти, не перемещенной в более холодные области, и с другой — от кинетических параметров  $\chi_{02} (s_p/v_p)^{q_2}$  и  $E_2$ . Для данной нефти структура и минералогический состав коллектора могут влиять на величину  $S_h$  (большая или меньшая степень удержания нефти) в меньшей степени, чем на кинетику пиролиза. Здесь проявляется влияние удельной поверхности пористой среды на гетерогенные механизмы ( $0 < q_2 < 1$ ) и снижение  $E_2$  при воздействии катализаторов.

Горение продуктов пиролиза. Для определения скорости течения реакций можно воспользоваться следующим выражением:

$$-\frac{1}{v} \frac{dm_p}{dt} = \Phi \frac{m_p}{v_p} \chi_{03} \left( \frac{s_p}{v_p} \right)^{q_3} e^{-E_3/RT} P_{O_2}^{n_3}. \quad (5.9)$$

Будем считать, что порядок реакции относительно концентрации  $m_p/v_p$  в продуктах пиролиза равен 1 [5.2], [5.13], показатель  $0 < q_3 < 1$  относится к поверхности данного объема пор коллектора и зависит от степени локализации реакции;  $n_3 \approx 1$  [5.13].

Для определения кинетических параметров реакции горения продуктов пиролиза были осуществлены экспериментальные работы, включающие этап нагрева в атмосфере азота от 260 до 650 °С, за которым следовало изотермическое горение продуктов пиролиза на близком температурном уровне (от 370 до 670 °С) [5.13]. Таким образом, в различных экспериментах исходная концентрация топлива и его состав были различны. Энергия активации  $E_3$ , полученная при горении продуктов пиролиза, образовавшихся из нефти определенной плотности (13,9° API), было выше в коллекторе из чистого песка, чем в коллекторе с 20 %-ным содержанием глины, что указывает на каталитическое воздействие некоторых веществ, входящих в ее состав.

Анализ состава исходящих газов при втором пике окисления в пористой среде при изменении температуры (раздел 5.2.1) позволил определить показатель активации — 15 000 К; величину  $n_3$ , относящуюся к  $P_{O_2}$ , установить не удалось [5.2]. Однако аналогично процессу прямоточного горения горение продуктов пиролиза начинается сразу же после окончания процесса пиролиза. Таким образом, полученные кинетические данные относятся в действительности к тому из двух этапов реакции, чья скорость является определяющей. Например, если лимитирующей является скорость пиролиза, течение общего процесса не зависит от давления кислорода  $P_{O_2}$ .

### 5.2.3. Количество горючего, необходимого для прямоточного горения

Чтобы определить количество горючего, для данного процесса необходимо провести легко осуществимые в лабораторных условиях эксперименты, моделирующие продвижение фронта горения в керновом образце или песке, насыщенном нефтью. При этом не следует забывать о сложности происходящих явлений и невозможности строгого моделирования изменения одновременно и температуры, и состава, и распределения фаз, определяющих состав топлива. Эксперименты позволяют оценить необходимое количество горючего, однако пользоваться этими значениями следует с осторожностью.

В опытах Александра, Мартина и Дью через образец, помещенный в нагретый кожух, пропускали воздух, циркулировавший от его внешней поверхности к аксиально расположенному имитатору эксплуатационной скважины; график изменения температуры представлял собой монотонно возрастающую функцию с участком, параллельным оси абсцисс и соответствующим температуре испарения воды (рис. 5.10). Чтобы газообразные продукты реакции не содержали кислорода в течение фазы горения (в интервале температуры от 200 до 450 °С), расход воздуха под-

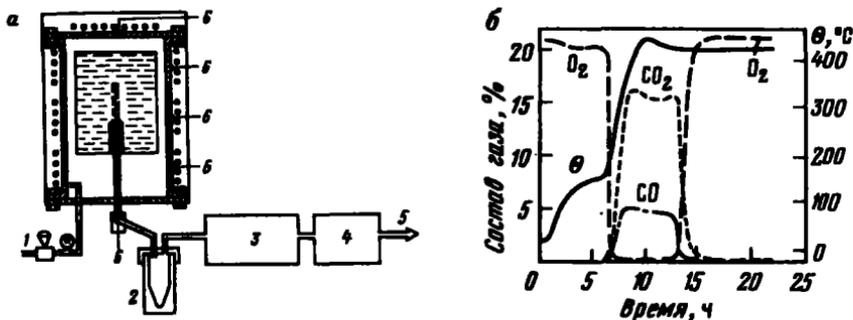


Рис. 5.10. Экспериментальное определение количества горючего, необходимого для обеспечения процесса [5.3]:

*a* — схема экспериментальной установки; 1 — воздух; 2 — ловушка; 3 — измерение расхода газов и его контроль; 4 — анализатор газов; 5 — откачка; *б* — термопары; *б* — графики режима нагрева и состава уходящих газов в одном эксперименте (расход воздуха  $3,6 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ )

держивался небольшим. Таким образом, в образце существовал градиент концентрации, что позволяло провести определенную аналогию с зонами 2 и 3 (см. рис. 5.1). Количество сожженного углерода определяли интегрированием кривых с учетом расхода воздуха. Масса сгоревшего углерода на единицу массы минерального коллектора  $w_c$  была соотнесена со следующими характеристиками сырой нефти: остатком (рис. 5.11, *a*), определенным по Конрадсону, плотностью (рис. 5.11, *б*), вязкостью и отношением водород — углерод. Количество горючего возрастает при увеличении плотности, вязкости и остатка нефти по Конрадсону и снижается при увеличении отношения водород — углерод [5.3]. Однако

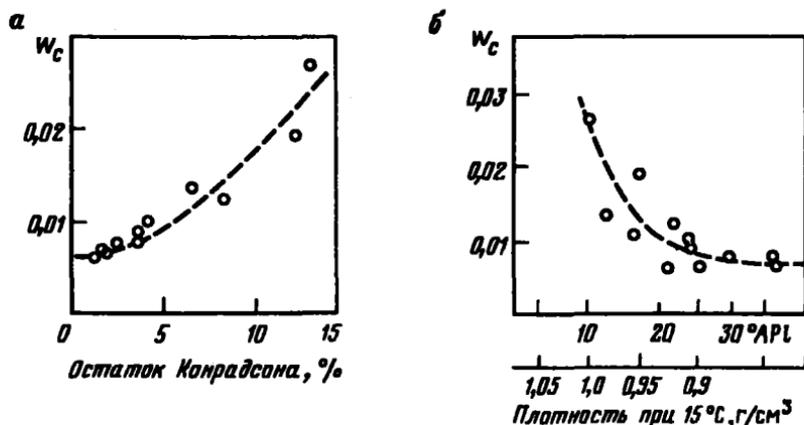


Рис. 5.11. Влияние свойств нефти на образование коксообразного осадка (*a*) [5.3] и плотность нефти (*б*). Условия испытания: расход воздуха  $3,6 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ; песок с пористостью от 30 до 33%;  $\theta_{\text{max}} = 430 \text{ }^\circ\text{C}$

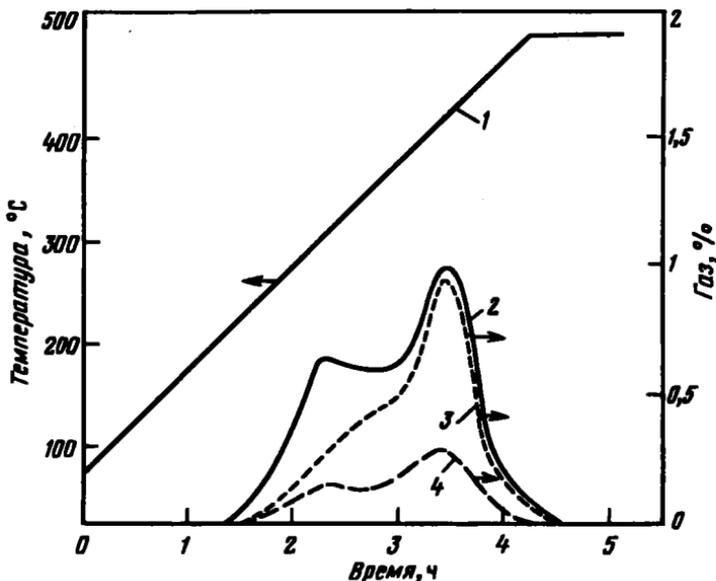


Рис. 5.12. Окисление сырой нефти после ее пиролиза при температуре  $350^{\circ}\text{C}$  в течение 5 ч при расходе азота  $44 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч})$  и давлении 5,5 бар в песчаной матрице [5.15]:

1 — температура,  $^{\circ}\text{C}$ ; 2 — время, ч; 3 — газ, %; 1 — температура нагревателя и образца; 2 — количество потребленного  $\text{O}_2$ ; 3 — количество полученного  $\text{CO}_2$ ; 4 — количество полученного  $\text{CO}$

разброс данных показывает, что для серии экспериментов, проведенных на одном и том же минеральном коллекторе, не существует строгой взаимосвязи между  $w_c$  и каким-либо одним свойством нефти. Связь  $w_c$  с остатком нефти по Конрадсону дает наименьший разброс вследствие того, что данный параметр является мерой способности нефтепродуктов к образованию кокса (см. раздел 2.2.2). Достаточно сложные эмпирические формулы были разработаны для расчетов на основе некоторых физических свойств нефти [5.3]: проведенные же термогравиметрические исследования и работы по дифференциальному термическому анализу указали на сложность определения реакционной способности сырой нефти [5.14]. Более того, эксперименты Александера и др. указывают на влияние нефтенасыщенности на количество образующегося топлива, причем на влияние гораздо более ощутимое, чем это видно непосредственно из экспериментов по прямоточному горению при одномерности процесса (см. раздел 5.3.2) [5.8].

Не следует также забывать о влиянии удельной поверхности коллектора, присутствующих в нем катализаторов и возможного наличия связанного керогена (см. раздел 5.2.1). Легкая нефть, обычно плохо поддающаяся коксованию и содержащая малое количество катализаторов (например, переходных металлов), при взаимодействии с матрицей может привести к существенному увеличению коксового остатка. Это

будет способствовать распространению внутрипластового прямоточного горения в некоторых природных коллекторах, в то время как такое осаждение было бы невозможно в специально приготовленной матрице, например, из чистого песка [5.1].

Наконец, для лучшего моделирования продвижения фронта прямоточного горения можно предварить этап окисления этапом нагревания в атмосфере азота. Подобная процедура приводит к выводу о зависимости необходимого количества горючего от характеристик предварительного пиролиза [5.3]. При этом первый пик окисления снижается (рис. 5.12), он может даже совсем сгладиться, если значительная часть нефти до окисления претерпела химические изменения. Разумный выбор условий течения пиролиза и последующего окисления является важным элементом полуколичественного метода определения массы нефти, необходимой для прямоточного горения в данной системе коллектор — нефть.

#### 5.2.4. Оценка теплоты сгорания

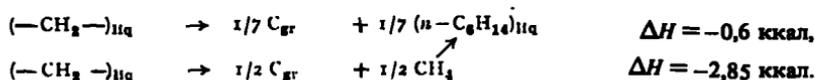
Рассмотрим метод расчета количества теплоты, выделяемой при реакции горения до получения  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  (в жидком состоянии), протекающей в зоне с высокой температурой в пласте. Этот метод расчета может также служить основой для оценки теплотворной способности сырой нефти.

Топливо, применяемое при внутрипластовом горении. В первом приближении исходную сырую нефть можно представить как совокупность насыщенных углеводородных групп  $-\text{CH}_2-$ , а продукт интенсивного пиролиза — как осажденный углерод. Следовательно, горючее  $\text{C}_x\text{H}_y$ , сгораемое в зоне повышенной температуры в пласте, можно представить в виде следующей смеси:

$$(\text{C}_x\text{H}_y)_{\text{сма}} \approx \frac{x}{2} (-\text{CH}_2-)_{\text{нж}} + \frac{2-x}{2} \text{C}_{\text{гр}} \quad (5.10)$$

Если  $x < 2$ , топливо эквивалентно смеси  $-\text{CH}_2-$  и углерода. Случай  $x > 2$  соответствует топливу, обедненному углеродом относительно исходной сырой нефти, так как отложения углерода не участвуют в горении<sup>1</sup>. Первому случаю соответствует прямоточное горение, в то время

<sup>1</sup> Стоит отметить, что термохимические превращения группы  $-\text{CH}_2-$  насыщенной углеводородной цепи бесконечной длины с образованием углерода и насыщенного углеводорода с ограниченным числом атомов С — часто протекают при выделении незначительного количества теплоты. Исходя из того, что энтальпия образования группы  $-\text{CH}_2-$  в жидкой фазе составляет около 6,1 ккал, можно привести следующие примеры подобных реакций:



как второй может быть реализован при противоточном горении. Если изначально нефть находилась в жидком состоянии, следует вычесть из величины, получаемой по уравнению (2.6), теплоту парообразования углеводорода, которую можно считать равной 1,2 ккал/моль  $-\text{CH}_2-$  ( $\approx 85$  кал/г). С другой стороны, если вода, получаемая в ходе реакции, находится в жидком состоянии, следует прибавить 10,5 ккал/моль образованной воды (см. раздел 2.2.4).

Тогда

$$[-\Delta H]_{\text{H}_2\text{O}_{\text{ж}}}^{(-\text{CH}_2-)}_{\text{ж}} = \frac{265,7 + 197,85 \beta}{1 + \beta} - 109,35 \frac{\text{ккал}}{\text{моль CH}_2}, \quad (5.11)$$

и

$$[-\Delta H]_{\text{C}_{\text{ж}}} = \frac{265,7 + 197,85 \beta}{1 + \beta} - 171,7 \frac{\text{ккал}}{\text{моль C}}. \quad (5.12)$$

Умножив (5.11) на  $x/2$ , а (5.12) на  $(2 - x)/2$ , получим теплоту реакции (5.1):

$$[-\Delta H]_{(\text{CH}_x)_{\text{кон}}}^{\text{H}_2\text{O}_{\text{ж}}} = \frac{265,7 + 197,85 \beta}{1 + \beta} + 31,175 x - 171,7 \frac{\text{ккал}}{\text{моль CH}_x}. \quad (5.13)$$

Теплота сгорания  $(\text{CH}_x)$  до получения воды в жидком состоянии, отнесенная к одному молью потребленного кислорода,

$$[-\Delta H]_{(\text{CH}_x)_{\text{кон}}}^{\text{H}_2\text{O}_{\text{ж}}} = \frac{265,7 + 197,85 \beta}{1 + \frac{\beta}{2} + \frac{x}{4}(1 + \beta)} + \frac{31,175 x - 171,7}{\frac{2 + \beta}{2(1 + \beta)} + \frac{x}{4}} \frac{\text{ккал}}{\text{моль O}_2}. \quad (5.14)$$

Графики зависимости теплового эффекта реакции от величины  $x$  атомного отношения водород — углерод в горючем и для различных значений отношений  $\beta = \text{CO}/\text{CO}_2$  показаны на рис. 5.13 а.

Тепловой эффект реакции (рис. 5.13, б) на 1 г сжигаемого топлива при получении  $\text{H}_2\text{O}$  в жидком виде равен

$$[Q]_{(\text{CH}_x)_{\text{кон}}}^{\text{H}_2\text{O}_{\text{ж}}} = \frac{265\,700 + 197\,850 \beta}{(1 + \beta)(12 + x)} + \frac{31\,175 x - 171\,700}{12 + x} \frac{\text{ккал}}{\text{г CH}_x}. \quad (5.15)$$

При использовании соотношения (5.15) для рассмотрения реакций углерода с различными насыщенными или малонасыщенными углеводородами при  $\beta = 0$  (полное сгорание) и  $\beta = \infty$  (сгорание до получения только CO) полученные величины менее чем на 2 % отличаются от вели-

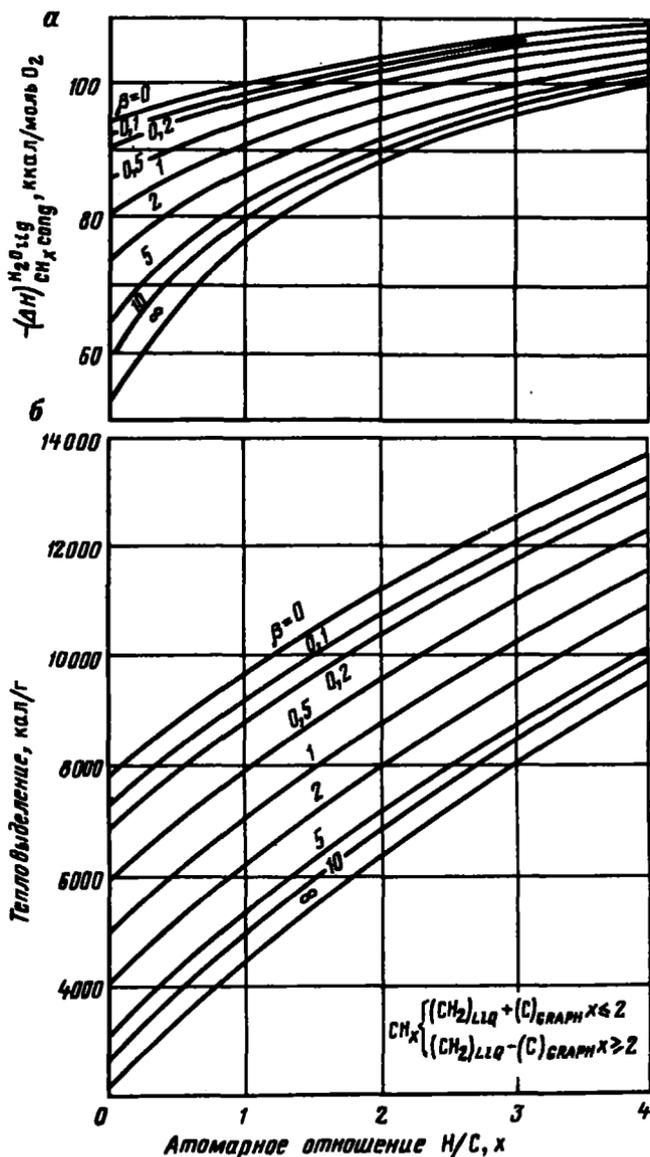


Рис. 5.13. Теплота сгорания топлива  $CH_x$  до получения  $CO, CO_2$  и  $H_2O$  в жидком состоянии [5.1]:

*a* – тепловой эффект реакции в расчете на моль потребленного кислорода;  
*б* – тепловой эффект реакции на единицу массы топлива

Таблица 5.2

Тепловыделение при полном или частичном сжигании углерода и различных насыщенных или недонасыщенных углеводородов (25 °С, 1 атм)

Вещество	Полное сгорание до получения CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> O					Неполное сгорание до получения CO и H <sub>2</sub> O	
	Вода в продуктах сгорания, жидкая				H <sub>2</sub> O, пар	H <sub>2</sub> O, жидкость	
	Атомное отношение Н/С	Расчет по соотношению (5.15) при β=0	Таблицы	Таблицы, ккал/моль	Таблицы, кал/г	Расчет по соотношению (5.15) при β=∞	Таблицы
С, графит твердый	0	7 833	7 831	94,05	7 831	2 179	2 199
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -C <sub>12</sub> H <sub>22</sub> , додецилбензол жидкий	1,667	10 680	10 767	2 653,2	10 127	5 716	5 822
C <sub>10</sub> H <sub>18</sub> , декалин жидкий	1,8	10 878	10 855	1 500,7	10 170	5 961	5 961
C <sub>20</sub> H <sub>40</sub> , эйкозин жидкий	2	11 168	11 210	3 144,9	10 460	6 321	6 389
C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> , циклогексан жидкий	2	11 168	11 133	936,9	10 383	6 321	6 310
C <sub>20</sub> H <sub>42</sub> , n-эйкозан жидкий	2,1	11 310	11 265	3 182,7	10 483	6 498	6 477
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , бутан жидкий	2,5	11 858	11 738 (2)	682,2 (2)	10 833 (2)	7 178	7 083 (2)
газообразный	-	-	11 823 (2)	687,2 (2)	10 918 (2)	-	7 169 (2)
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> этан жидкий	2,667	12078	11 947	526,8	10 992	7 452	7 346
газообразный	-	-	12033	530,6	11 079	-	7 432
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , этан, газ	3	12,502	12 399	372,8	11 350	7 978	7 900
CH <sub>4</sub> , метан, газ	4	13 699	13 265	212,8	11 954	9 428	9 050

чин, полученных из расчета на основе энтальпий образования или теплот сгорания. Исключение составляет лишь метан, для которого данное отклонение составляет 3—4 % (см. табл. 5.2).

Теплотворная способность сырой нефти. Так как сырая нефть состоит в основном из насыщенных, или малонасыщенных углеводородов с большим числом атомов углерода с незначительными примесями серы, кислорода и азота, соотношение (5.15) позволяет с хорошей точностью определить наибольшую теплотворную способность ( $\beta = 0$ ) углеводородной части сырой нефти. Более того, приняв, что теплотворная способность серы равна 2200 кал/г (что соответствует количеству теплоты, выделяемой при превращении серы в  $SO_2$ ), получаем (кал/г сырой нефти)

$$Q_s = 78,3 (\% C) + 311,75 (\% H) + 22 (\% S), \quad (5.16)$$

где  $Q_s$  — высшая теплотворная способность сырой нефти, определенная из весового содержания углерода, водорода и серы (в %).

### 5.2.5. Физические процессы, протекающие при внутрипластовом горении

При внутрипластовом горении в пласте происходят те же физические явления, что и при нагнетании теплоносителей (см. разделы 3.2 и 3.3), даже тогда, когда их влияние на общее течение процесса мало заметно. Лишь один дополнительный процесс протекает при внутрипластовом горении — изменение вязкости нефти под воздействием некоторых составляющих газообразной фазы, в частности, углекислого газа, присутствующего в продуктах сгорания. Как указывалось в разделе 1.5.1, растворение  $CO_2$  в нефти приводит к заметному снижению ее вязкости и увеличению удельного объема, особенно при повышенном давлении. Однако этот эффект действует совместно с другими второстепенными явлениями, оказывающими влияние на вязкость нефти (крекинг и окисление, образование эмульсий).

### 5.3. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ФРОНТА ГОРЕНИЯ

Процесс горения характеризуется следующими параметрами: количеством нагнетаемого воздуха, скоростью продвижения и температурой фронта горения, количеством нефти и воды, являющейся продуктом реакции, составом выделяемых газов и т.д. Влияние различных условий на горение обычно исследуется в лаборатории на одномерных физических моделях. Возможно использование численных методов моделирования для интерпретации экспериментальных результатов.

### 5.3.1. Экспериментальные установки

Пористая среда заключается в стальные или кварцевые трубки. Для устранения расслоения под действием силы тяжести трубки часто располагают горизонтально и вращают вокруг горизонтальной оси. В зависимости от того, какой изучается процесс – прямоточное или противоточное горение, зажигание проводят электрическим нагревателем или при помощи активно окисляемых смесей со стороны нагнетания окислителя или с противоположной стороны.

Для облегчения интерпретации результатов экспериментальные условия должны быть простыми и воспроизводимыми. Именно поэтому следует реализовать одномерный процесс, что становится возможным, если нет (или почти нет) теплообмена со средой, окружающей трубку, и если продольная теплопроводность вдоль стенки не вносит значительных возмущений в поле температур. Эти условия можно выполнить, снижая тепловые потери в поперечной плоскости установкой соответствующих экранов [5.16] или, что делается чаще, за счет компенсации потерь наружными нагревательными элементами [5.17], а также используя тон-

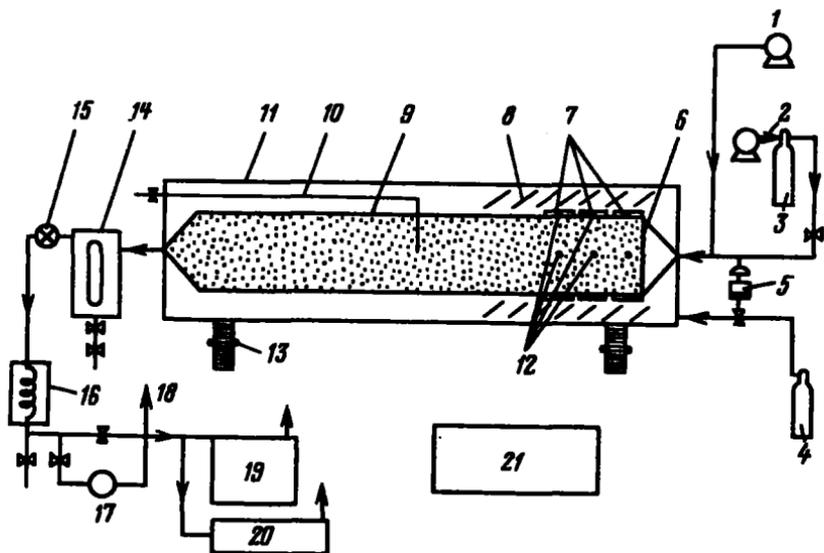


Рис. 5.14. Экспериментальная установка для исследования процесса внутрипластового горения (по материалам Французского института нефти):

1 – водяной насос; 2 – воздух; 3 – звуковая развязка; 4 – баллон с азотом; 5 – дифференциальный регулятор давления; 6 – место поджига; 7 – нагревательные элементы; 8 – теплоизолятор; 9 – труба, в которой происходит горение; 10 – линия отбора проб; 11 – внешний кожух; 12 – термопары; 13 – система обеспечения вращения; 14 – сепаратор; 15 – регулятор давления; 16 – конденсатор; 17 – расходомер; 18 – линия отсаски; 19 – анализатор содержания  $O_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ; 20 – хроматограф; 21 – блок измерения температуры

костенные металлические (или же изготовленные из материала с низкой теплопроводностью) трубки.

Экспериментальная установка, созданная во Французском институте нефти (рис. 5.14), состоит из внешней горизонтально расположенной трубы, выдерживающей давление 125 бар, и внутренней тонкостенной трубы (толщина стенок — 2 мм) диаметром 20 см и длиной 2,1 м. Вокруг трубы, в которой происходит горение, смонтированы 17 нагревателей длиной 11,5 см каждый, тепловыделение которых регулируется таким образом, чтобы разность температур, измеряемых термопарой, установленной на стенке под нагревательным элементом, и соответствующей осевой термопарой, не превышала десятки градусов. Это необходимо для устранения поступления тепла из внешней среды в пористый коллектор и для того, чтоб не поддерживать искусственно горение. Зазор между внешней и внутренней трубами заполняется азотом под давлением, равным давлению нагнетания воздуха во внутреннюю трубу; в этом зазоре находится хороший теплоизолятор, позволяющий даже при максимальном рабочем давлении практически устранить явление естественной конвекции. Рабочая камера вращается попеременно в противоположных направлениях (со скоростью  $1 \text{ мин}^{-1}$ ) для устранения гравитации под действием силы тяжести. При этом есть возможность одновременно или последовательно нагнетать во внутреннюю трубку воздух и воду для исследования различных комбинаций процессов горения с заводнением, непрерывно проводить анализ газообразных продуктов реакции горения. Предусмотрены также отбор проб газов из исследуемой зоны для точного анализа на хроматографе и определение количества и основных свойств (плотность, вязкость, кислотность и т.д.) получаемых воды и нефти.

### 5.3.2. Сухое прямоточное горение

Влияние расхода воздуха и давления. Результаты (рис. 5.15) изучения влияния плотности воздушного потока (отношение расхода воздуха к поверхности горения) и давления на скорость и температуру фронта прямоточного горения получены при использовании песка месторождения Береа и смазочного масла плотностью  $0,883 \text{ г/м}^3$  [5.8]. Видно, что при постоянстве давления скорость фронта возрастает почти линейно с увеличением плотности потока ([5.8], [5.20]), в то время как температура фронта мало зависит от данного параметра. Более того, она почти не зависит и от давления [5.8]. С некоторыми оговорками, которые будут рассмотрены позже, для данной системы коллектор—нефть можно записать следующее выражение:

$$\frac{\text{плотность воздушного потока } V_a}{\text{скорость распространения фронта горения } u_b} = a = \text{const}, \quad (5.17)$$

т.е. это отношение не зависит от давления и расхода воздуха.

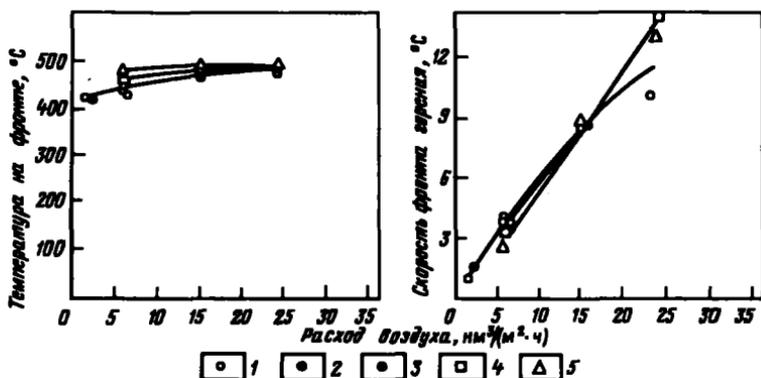


Рис. 5.15. Влияние условий проведения эксперимента на сухое прямооточное горение [5.8]:

1 — нагнетание воздуха при атмосферном давлении; 2 — нагнетание газа с расходом  $6 \text{ nm}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{ч})$  с содержанием  $7,4\% \text{ O}_2$  при атмосферном давлении; 3 — нагнетание газа с расходом  $6 \text{ nm}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{ч})$  с содержанием  $54,5\% \text{ O}_2$  при атмосферном давлении; 4 — нагнетание воздуха при абсолютном давлении  $35,5 \text{ бар}$ ; 5 — нагнетание воздуха при абсолютном давлении  $70 \text{ бар}$

Отношение  $V_a/u_b = a$  равно количеству воздуха, нагнетание которого позволяет обработать единичный объем пористой среды;  $a$  обычно называют необходимым количеством воздуха. Слабая зависимость  $a$  от условий эксперимента позволяет экстраполировать результаты лабораторных исследований на работы, проводимые в промышленных условиях, если давления и плотности потока нагнетания в лабораторных и промышленных условиях достаточно близки по значениям (см. разд 6.2.1).

С другой стороны, если реакция горения может быть описана в общих чертах уравнением (5.1), существует соотношение непосредственно между количествами сгоревшего топлива и потребленного кислорода. Легко можно показать, что для сжигания  $1 \text{ кг CH}_x$  при абсолютной температуре  $T_i$  и стандартном давлении необходимо следующее количество кислорода:

$$\left[ \frac{2 + \beta}{2(1 + \beta)} + \frac{x}{4} \right] \frac{22,414}{12 + x} \frac{T_i}{273} \text{ м}^3 \text{ O}_2 . \quad (5.18)$$

При прямооточном горении масса  $m_c$  топлива, содержащегося в объеме  $v$  пористой среды, полностью сгорает. Если окислителем является воздух (содержание  $\text{O}_2 \approx 21\%$ ), весь кислород которого потребляется в ходе реакции, и если считать, что  $T_i = 288 \text{ К}$ , получаем

$$a_m = \frac{112,6}{12 + x} \left[ \frac{2 + \beta}{2(1 + \beta)} + \frac{x}{4} \right] \frac{m_c}{v} \text{ nm}^3/\text{m}^3 . \quad (5.19)$$

При данных значениях параметров  $\beta$  и  $x$  минимальное необходимое количество воздуха  $a_m$  прямо пропорционально массе кокса в единице объема коллектора. Обычно для сжигания 1 кг топлива необходимо около 11  $\text{нм}^3$  воздуха. Как отмечалось (см. раздел 5.3), модельные эксперименты позволяют проводить приближенные оценки количества сгоревшего углерода на единицу массы минеральной подложки  $w_c$ . Между  $w_c$  и  $m_c/v$  существует следующее соотношение:

$$\frac{m_c}{v} = \left(1 + \frac{x}{12}\right) \rho_s (1 - \Phi) w_c. \quad (5.20)$$

Плотность  $\rho_s$  матрицы должна быть выражена в тех же единицах, что  $m_c/v$  (в данном выражении —  $\text{кг}/\text{м}^3$ );  $\Phi$  — пористость среды.

Из (5.19) и (5.20) получаем

$$a_m \approx 9,4 \left[ \frac{2 + \beta}{2(1 + \beta)} + \frac{x}{4} \right] \rho_s (1 - \Phi) w_c \quad \text{нм}^3/\text{м}^3. \quad (5.21)$$

В общем случае эффективное количество необходимого воздуха  $a$  и минимальное количество необходимого воздуха  $a_m$  связаны следующим образом:

$$a = \frac{V_a}{u_s} = \frac{a_m}{X_u}, \quad (5.22)$$

где  $X_u$  — утилизация кислорода, т.е. доля поступившего в пласт кислорода, полезно использованного в реакции горения.

Тот факт, что необходимое количество воздуха слабо зависит от условий эксперимента, означает, что масса сгоревшего топлива и характеристики реакции горения также мало зависят от этих условий.

Результаты (см. рис. 5.15) требуют некоторых дополнительных разъяснений. При больших расходах воздуха скорость продвижения фронта горения заметно падает при снижении давления. Этот эффект является следствием неполного потребления кислорода, если плотность потока воздуха превосходит критическую. С ростом давления скорость фронта горения увеличивается вследствие влияния давления на скорость реакции окисления (см. раздел 5.2.2) и на время пребывания кислорода в зоне горения. Для низких плотностей потока при увеличении давления скорость фронта горения снижается, а его температура возрастает. Такая зависимость от массового потока окислителя могла бы быть объяснена увеличением количества топлива, необходимого для поддержания реакции горения, с ростом давления. Действительно, если рассматривать гидродинамическое вытеснение пробками [5.21], можно ожидать увеличения остаточной нефтенасыщенности в начале зоны горения при увеличении давления. К этому заключению можно прийти, исходя из соображений об уменьшении скорости фильтрации газа (т.е. эффективности вытеснения нефти газом) и количества нефтяных паров [5.8]. Однако это

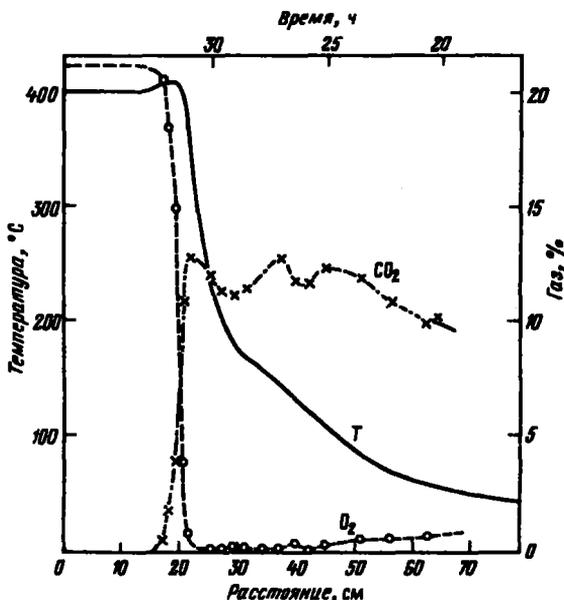


Рис. 5.16. Профили температуры и содержание газовых компонентов при сухом прямоточном горении [5.19] (песок из карьера, плотность нефти 0,89 г/см<sup>3</sup>, расход воздуха 9 м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·ч), абсолютное давление 11 бар)

уменьшение становится менее существенным при росте плотности потока воздуха. Кроме того, слабые изменения скорости фронта и его температуры при росте давления могут быть вызваны изменением характеристик реакции горения (о котором свидетельствует анализ состава уходящих газов), влиянием условий эксперимента на тепловые потери в камере, где протекает реакция, а также случайными изменениями количества имеющегося в наличии топлива (рис. 5.16).

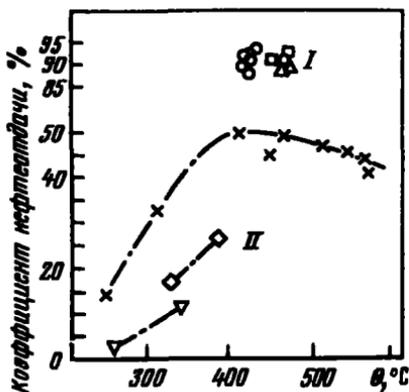
В лабораторных условиях вся несгоревшая нефть извлекается. Зная, что необходимое количество воздуха и количество сгоревшей нефти мало зависят от плотности потока и давления, легко понять, что коэффициент нефтеотдачи (рис. 5.17) и воздухонептяной фактор близки в пластах равной начальной нефтенасыщенности.

Влияние свойств нефти и характеристик коллектора. Как уже отмечалось (см. разделы 5.2.1 и 5.2.3), количество сгоревшего углерода  $w_c$  зависит от характеристик нефти и коллектора. То же можно сказать и о необходимом количестве воздуха. Как правило, значения  $m_c/\nu$  и  $a$  выше в случае тяжелой нефти. Один из примеров (рис. 5.18) показывает изменение этих параметров плотности нефти. Однако корреляция с одной лишь плотностью далеко не удовлетворительна [5] и [5.8], и приведенные результаты следует рассматривать как предварительные экспериментальные данные. Необходимы лабораторные работы



Рис. 5.17. Коэффициент нефтегадачи пласта при сухом прямооточном и противоточном горении:

*I* — прямооточное горение: 1 — давление атмосферное; 2 — абсолютное давление 35,5 бар; 3 — абсолютное давление 70 бар; *II* — противоточное горение: 4 — давление атмосферное; 5 — абсолютное давление 35,5 бар; 6 — абсолютное давление 70 бар



для оценки возможности реализации внутрипластового горения на данном месторождении с нефтью и коллектором интересующего пласта или же с предварительным воспроизведением их характеристик в целях учета взаимодействий внутри системы нефть—коллектор.

Если кокса очень мало, поддержание стабильного прямооточного горения невозможно.

**Влияние насыщенности.** Эксперименты по перемещению фронта прямооточного горения при одномерном развитии процесса показывают, что начальная насыщенность жидкостями не влияет на скорость фронта и его температуру (табл. 5.3). Можно предположить, что необходимое количество топлива должно увеличиться при росте начальной нефтенасыщенности  $S_{hi}$  [5.3]. Однако вследствие трехфазной фильтрации (в основном в прогретой зоне) нефтенасыщенность в начале зоны горения находится в сложной зависимости от ее исходного значения. На границе, если принять концепцию послойного вытеснения, речь идет об остаточной насыщенности, не зависящей от ее начальной величины, по крайней мере, если значение  $S_{hi}$  не ниже этой остаточной нефтенасыщенности [5.8].

Моделирование в лабораторных условиях процессов, протекающих в начале фронта горения, подтвердило эту гипотезу [5.22]. Другие лабораторные эксперименты показали, что величина  $S_{hi}$  может влиять на дли-

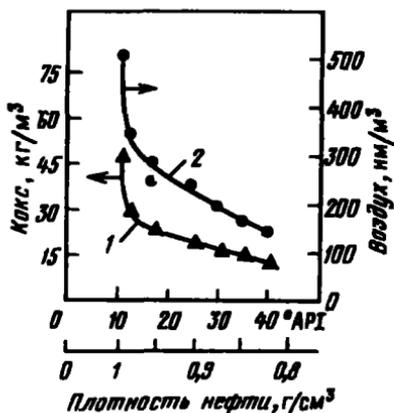


Рис. 5.18. Зависимость количества кокса (1) и необходимого количества воздуха (2) (прямоточное горение) от плотности нефти при 15 °C [5.18]

Таблица 5.3

Влияние начальной нефтенасыщенности на прямоотное горение.

В экспериментах использовали смазочное масло плотностью 0,883 г/см<sup>3</sup> и песок месторождения Береа. Давление – атмосферное, расход воздуха 6 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> [5.8]

Пористость $\Phi$ , %	Начальная нефтенасыщенность $S_{hi}$ %	Начальная водонасыщенность $S_{ei}$ %	Скорость продвижения фронта горения, см/ч	Температура фронта горения, °C
43,5	47,7	15,9	3,62	429
40,4	63,5	0	3,81	435
42,1	25,3	0	3,85	429
41,4	39,1	0	3,68	433

тельность переходного режима, протекающего после начальной стадии зажигания, но не оказывает заметного влияния на характеристики распространения горения в установившемся режиме [5.23]. Однако можно ожидать, что в средах с низкой пористостью или сложной структурой (например, в уплотнившихся средах) количество нефти, остающейся в порах в начале зоны горения, несколько увеличивается при росте начальной нефтенасыщенности  $S_{hi}$ .

Коэффициент нефтеотдачи пласта возрастает с увеличением  $S_{hi}$ , так как количество сгоревшей нефти совершенно не зависит от данного параметра, являющегося показателем начальной нефтенасыщенности.

Характеристики топлива и добытых жидкостей и газов. Наиболее при помощи соотношений (5.3) или (5.5) отношение водород/углерод  $\chi$  для топлива лежит обычно в пределах от 1 до 2, что значительно превышает значение этого отношения для коксообразного остатка (см. раздел 5.1). Это объясняется, с одной стороны, тем, что в зоне горения могут присутствовать нефтяные фракции, не подвергшиеся коксованию, а с другой – наличием реакций окисления в зонах с невысокой пластовой температурой.

На первой стадии добычи поднимаемая на поверхность нефть мало отличается от нефти исходного состава, так как она не подвержена тепловому воздействию; но постепенно нефть становится более легкой и менее вязкой в результате увеличения содержания легких фракций, получаемых при испарении и крекинге (рис. 5.19). В конце эксперимента в извлекаемой нефти присутствуют продукты реакций окисления, что определяется по повышению ее показателя кислотности; одновременно рН воды возрастает. Если плотности нефти и воды близки, возможно образование очень стабильных водонефтяных эмульсий.

Образующиеся газы, как правило, содержат (%) CO<sub>2</sub> 10–15, CO 2–4 и O<sub>2</sub> 0–2 при условии, что плотность потока воздуха не слишком велика (степень утилизации кислорода  $X_M$ , т.е. часть прореагировавшего кислорода из его общего количества, поступившего в пласт, изменяется от 0,9 до 1).

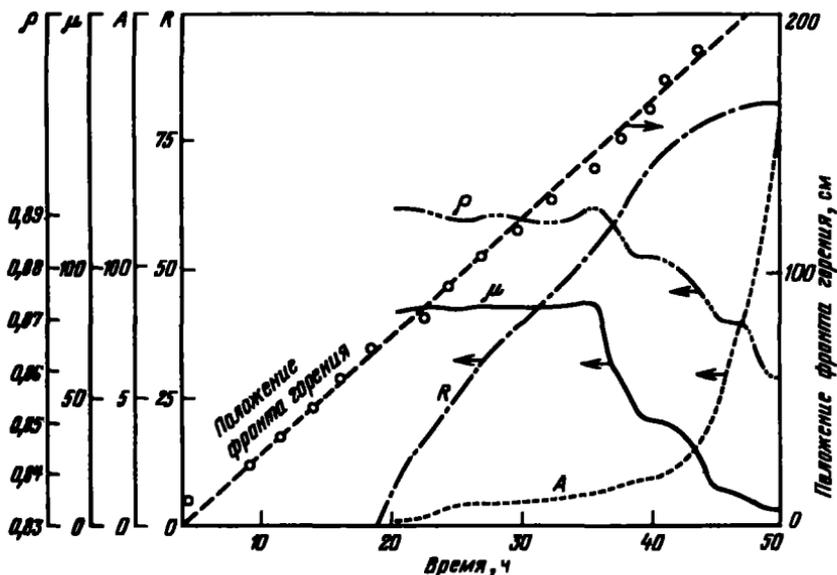


Рис. 5.19. Изменение во времени плотности  $\rho$  ( $\text{г/см}^3$ ), вязкости  $\mu$  (сПа), индекса кислотности  $A$  (мг KOH/г образца) и коэффициента нефтеотдачи  $R$  (%) в ходе эксперимента по сухому прямоточному горению [5.19] (песок из карьера; плотность нефти  $0,89 \text{ г/см}^3$ ; расход воздуха  $9 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ; давление 11 бар)

### 5.3.3. Эксперименты по прямоточному горению в сочетании с заводнением

Если в пористую среду, содержащую только воздух, нагнетать смесь воздуха и воды, то в области, расположенной между плоскостью нагнетания и фронтом воды, который будет перемещаться со скоростью  $u_{e1}$ , будет развиваться зона с однородной водонасыщенностью  $S_{e1}$ . Обозначив через  $V_e$  и  $V_a$  соответственно плотности потока воды и нагнетаемого воздуха, запишем:

$$V_e = \Phi S_{e1} u_{e1} \quad (5.23)$$

и

$$\frac{V_e}{V_a} = \Phi S_{e1} \frac{u_{e1}}{V_a} \quad (5.24)$$

Рассмотрим теперь горячую зону, ограниченную неким температурным профилем, перемещающимся в направлении фильтрации флюидов. Допустим, что на передней части температурного профиля точка, соответ-

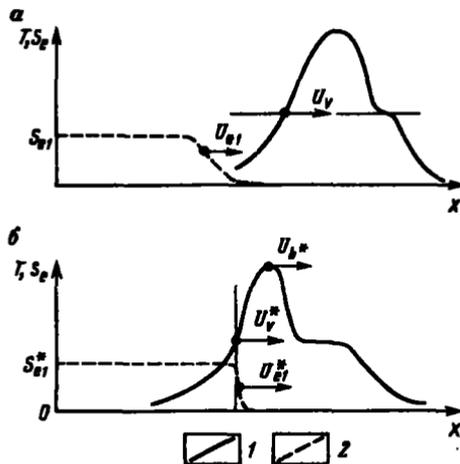


Рис. 5.20. Взаимодействие температурного фронта (1) и фронта воды (2):

*a* – определение скоростей при нагнетании воды вслед за фронтом сухого горения; *b* – влажное горение

ствующая температуре парообразования воды, перемещается с постоянной скоростью  $u_v$  (рис. 5.20, *a*). Когда фронт нагнетаемой воды совпадает с температурным фронтом, часть воды, поступившей в пласт, испаряется (рис. 5.20, *b*).

Если этот температурный фронт является фронтом сухого горения, можно положить, что  $u_v = \xi u_b$ , где  $u_b$  – скорость фронта горения, а  $\xi < 1$  – константа. Часть воды испаряется и увлекается в зону более высокой температуры, если

$$\frac{V_e}{V_a} > \Phi S_{e1} \xi \frac{u_b}{V_a} \quad \text{или} \quad \frac{V_e}{V_a} > \xi \Phi \frac{S_{e1}}{a}, \quad (5.25)$$

а также, если продольные размеры экспериментальной модели и условия нагнетания дадут возможность фронтам провзаимодействовать.

Лабораторные эксперименты по сухому горению действительно дают указание на то, что коэффициент  $\xi \approx 85$ . Заметим, что это значение  $\xi$ , являющееся нижней граничной величиной, неприменимо при рассмотрении влажного горения, которое будет рассмотрено позднее (соответствующие величины отмечены звездочкой). Действительно, значение  $\xi^* = u_v^*/u_b^*$  увеличивается от 0,85 до 1 при увеличении отношения  $V_e/V_a$ .

Зная давление и имея кривые относительных проницаемостей системы вода – воздух, насыщенность  $S_{e1}$  определяют, исходя из водовоздушного отношения и  $V_e/V_a$  [5.19]. Необходимо четко понимать, что в пористой среде при данной величине  $V_e/V_a$  значение  $S_{e1}$  возрастает с ростом давления, так как при неизменной массовой плотности потока

воздуха скорость его фильтрации падает. Из этого следует, что для выполнения неравенства (5.25) при неизменной массовой плотности потока воздуха скорость нагнетания воды должна изменяться в том же направлении, что и давление. В сыпучих средах пористостью порядка 35 % насыщенность  $S_{e1} \approx 50\%$  при давлении  $\sim 10$  бар и незначительных величинах  $V_e/V_a$  и превышает 70 % при давлении  $\sim 40$  бар и средних величинах  $V_e/V_a$  [5.19].

Использование неравенства (5.25) для исследования пористых сред и нефтей с самыми различными свойствами указывает на то, что критическая величина  $V_e/V_a$  может изменяться от  $0,2 \cdot 10^{-3}$  до  $0,8 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>. Если водовоздушное отношение ниже этой критической величины, нагнетание воды не влияет на течение прямоточного горения.

С другой стороны, из теплового баланса видно, что для предотвращения исчезновения высокотемпературной зоны (что соответствует  $\xi > 1$ ) водовоздушное отношение на уровне фронта горения не должно превышать граничного значения  $V_e/V_a$  [5.19], [5.24], [5.25]. Для стабилизации режима влажного горения необходимо при нагнетании водовоздушной смеси соблюдать следующее условие:

$$\frac{V_e}{V_a} < \left( \frac{V_e}{V_a} \right)_* + \frac{\Phi S_{e1}^*}{a^*} \quad (5.26)$$

Здесь  $S_{e1}^*$  — водонасыщенность в зоне 1 (см. рис. 5.2);  $a^*$  — количество воздуха, необходимое при влажном горении.

Граничное значение  $V_e/V_a$  лежит в пределах от 1 до  $2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup> [5.19], [5.25].

На основе изложенного можно сделать вывод, что название прямоточное горение в сочетании с заводнением является наиболее общим, относящимся к процессам, характеристики которых зависят от отношения объемов вода/воздух, а также от гидродинамических и термических условий, создаваемых в ходе эксперимента [5.26], [5.27].

Влажное горение — это прямоточное горение в сочетании с заводнением, в ходе которого сухой водяной пар переносится через высокотемпературную зону горения. Таким образом, значение  $V_e/V_a$  лежит между двумя граничными определяемыми соотношениями (5.25) и (5.26).

Нагнетание воды влияет в первую очередь на увеличение зоны пара впереди фронта горения, в то время как объем зоны повышенной температуры уменьшается (рис. 5.21). Скорость  $u_c^*$  фронта конденсации выше скорости  $u_b^*$  фронта влажного горения, и вытеснение нефти из пористой среды при прохождении горячей зоны ускорено.

Более того, эффективность вытеснения в зоне, занятой паром, возрастает вследствие увеличения размера порового плато, что может привести к уменьшению количества нефти, поступающей в зону горения, и увеличению скорости  $u_b^*$  фронта влажного горения относительно скорости  $u_b$ , полученной в отсутствие нагнетания воды [5.19]. Это явление хорошо показано на рис. 5.22: в установившемся режиме скорость  $u^*$

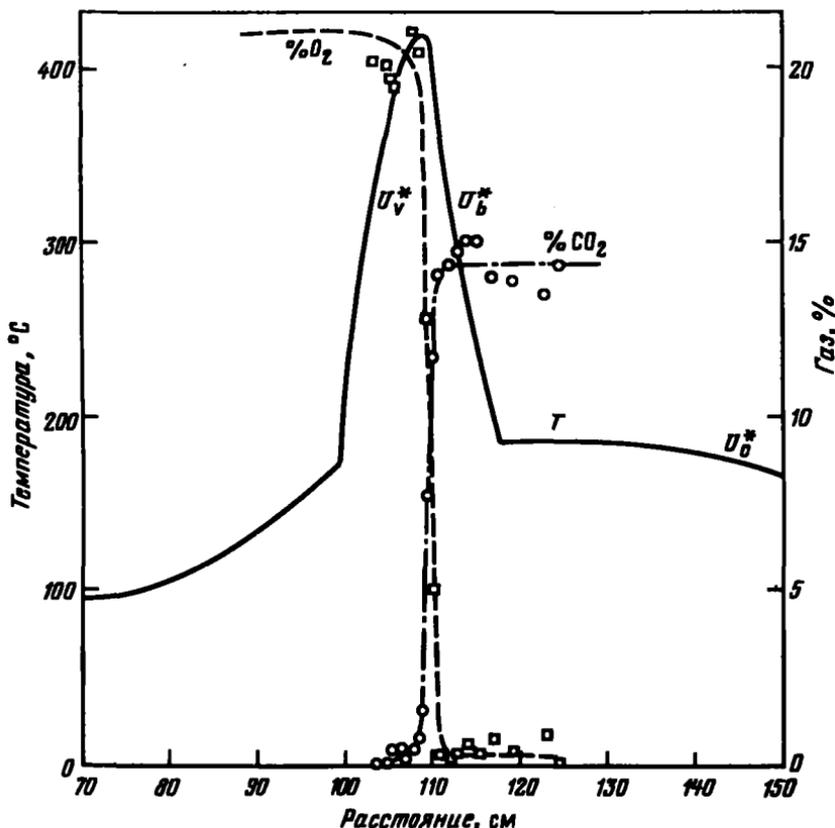


Рис. 5.21. Профили температуры и состава газов при влажном горении (по материалам Французского института нефти) (песок из карьера +3 % каолинита; плотность нефти 0,89 г/см<sup>3</sup>; расход воздуха 6 нм<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·ч), отношение объемов вода/воздух 4·10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>; давление 11 бар абс.):

$U_b^*$  — скорость фронта влажного горения;  $U_v^*$  — скорость фронта парообразования;  $U_c^*$  — скорость фронта конденсации воды

незначительно превышает скорость  $u_b^*$  фронта парообразования и толщина высокотемпературной зоны практически постоянна. Анализ профилей температуры и газового состава (см. рис. 5.21) показывает, что время нахождения кислорода в высокотемпературной зоне достаточно для протекания реакции окисления в присутствии нагнетаемой воды. Действительно, анализ образцов, отобранных из области, через которую прошел фронт горения, показал отсутствие остаточных органических веществ, что наблюдалось и при сухом горении [5.19]. При расходах окислителя, обуславливающих возникновение резко очерченных высокотемпературных фронтов, в лабораторных условиях не происходит установившегося влажного горения, в котором не сгорали бы коксообразные отложения, за исключением небольшой их части, примыкающей к

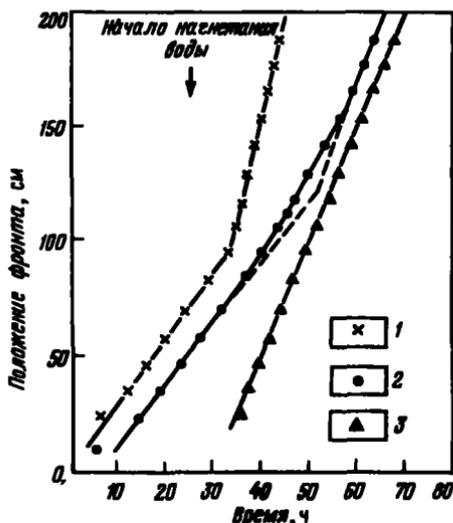


Рис. 5.22. Распространение фронтов при влажном горении (рабочее давление 11 бар абс.) [5.19]:

1 — фронт конденсации; 2 — фронт сжигания; 3 — фронт испарения

стенкам модели. Некоторые исследователи считают более высокую скорость продвижения фронта влажного горения следствием неполного сгорания кокса [5.28]. Однако не опровергается обусловленность наличия несгоревших отложений влиянием стенок модели или неоднородности пористой среды. Возможность и пределы осуществления неполного влажного горения стали предметом обсуждения теоретиков [5.26], [5.27].

Следует сказать, что в ряде экспериментов при использовании песка, содержащего достаточно много каолинита или глины с большой удельной поверхностью (монтмориллонита), скорость  $u_b^*$  не превышала  $u_b$ . Это можно объяснить адсорбцией на глине, снижающей эффективность вытеснения нефти паром.

Высокотемпературная зона исчезает, если скорость фронта парообразования  $u_v^*$  превышает  $u_b^*$  (см. рис. 5.20, б и 5.23). Из соотношения (5.26) видно, что граничное значение водовоздушного отношения в нагнетаемой водовоздушной смеси увеличивается при возрастании  $u_b^*/V_a = 1/a^*$  (рис. 5.24). Экспериментально определяемое граничное значение водовоздушного отношения, при котором исчезает высокотемпературная зона, изменяется в пределах  $(3-6) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$  в зависимости от  $a^*$ . При водовоздушном отношении, обуславливающем гашение фронта горения, в некоторых пористых средах необходимое количество воздуха для влажного горения оказывается в два или три раза меньше, чем количество воздуха, необходимое при сухом горении; то же можно сказать и о количестве сожженного топлива  $m_c^*/v$  [5.19].

Уменьшение количества сгоревшего топлива, как правило, не приводит к заметному уменьшению максимальной температуры процесса

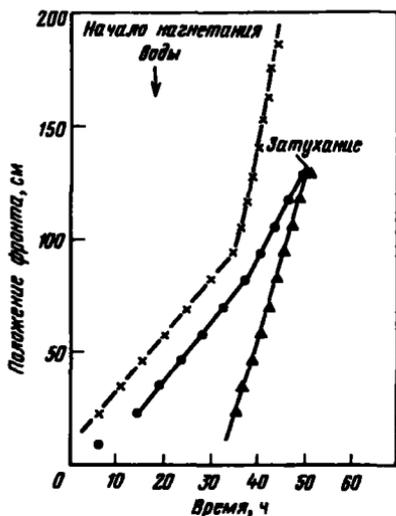


Рис. 5.23. Развитие фронтов, указывающее на затухание процесса влажного горения (рабочее давление 11 бар абс.) [5.19] (обозначения см. рис. 5.22).

[5.19], [5.20], что связано с повышением теплоотдачи вследствие потрбления тепловой энергии, накопленной в области за фронтом горения.

Изменение давления приводит к очень заметной деформации температурного профиля (рис. 5.25), но не влияет сколько-нибудь заметно на скорость фронта горения (см. рис. 5.24).

Нагнетание воды приводит к увеличению темпов нефтедобычи и уменьшению воздушнонефтяного фактора [5.28], [5.29]. Качество топлива, сгорающего при сухом или влажном горении, практически не отличается, однако в последнем случае содержание CO в газообразных продуктах горения немного снижается, а содержание CO<sub>2</sub> слегка повышается [5.23].

Сверхвлажное горение — это прямоточное горение с заводнением, при котором горячая зона с максимальной температурой, близкой температуре парообразования воды при заданном давлении, равномерно перемещается в объеме пористой среды. Пределы существования такого режима определяются условиями исчезновения высокотемпературной зоны при влажном горении и обеспечением скорости окисления, достаточной для стабильного горения с потреблением значительного количества кислорода. Метод COFCAW компании Амоко, в котором водо-воздушное отношение изменяется в пределах  $(1,87 - 11,2) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$  и предпочтительное значение которого равно  $(2,8 - 7,5) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$  [5.30] и [5.31], соответствует режиму или влажного, или сверхвлажного горения.

Лабораторные исследования сверхвлажного горения на одномерной модели затруднены из-за низких скоростей течения реакций окисления при температуре насыщенного пара. Для реализации стабильного процесса вытеснения необходимо, чтобы продолжительность пребывания кислорода при максимальной температуре была достаточной для интенсивных окислительных реакций, а также чтобы теплообмен между пористым коллектором и окружающей средой был незначителен по сравнению с тепловыделениями в ходе реакции окисления. Поэтому исследования проводятся на трубных моделях большой длины при повышенных расходах окислителя [5.24]. В коротких трубах можно получить надежные результаты, лишь минимизируя длительность переходных режимов пу-

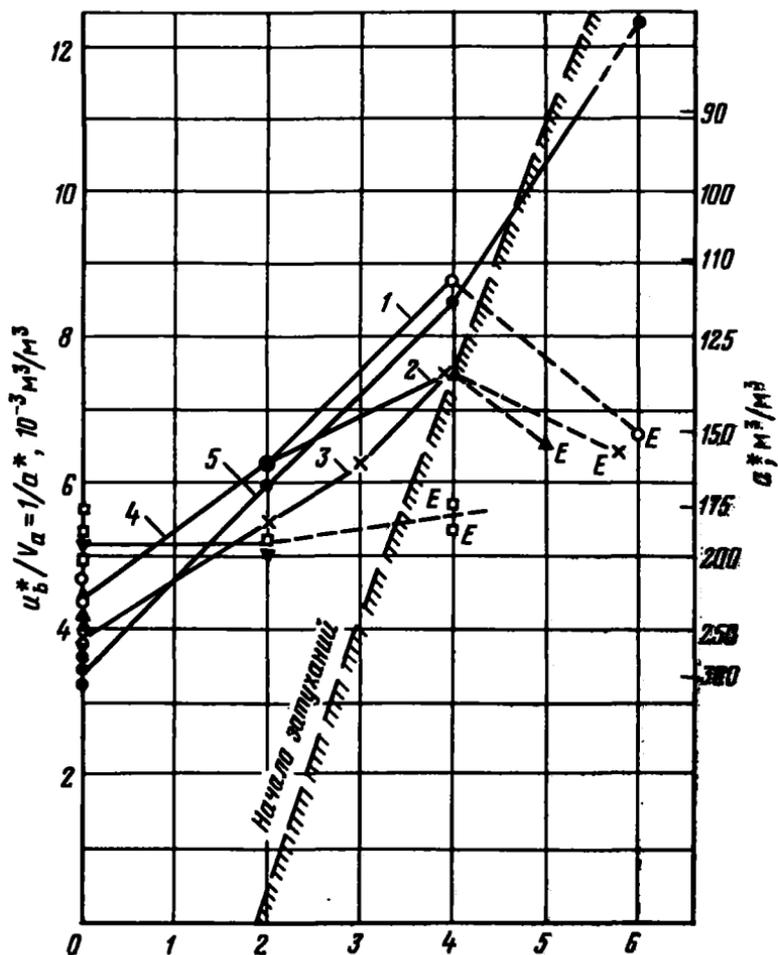


Рис. 5.24. Влияние нагнетания воды на приведенную скорость фронта горения ([5.19] и данные Французского института нефти).

Эксперименты, проводимые с нефтью плотностью  $0,89 \text{ г/см}^3$ :

1 – песок из месторождения 11 бар; 2 – песок из карьера +3 % каолинита, 11 бар; 3 – песок из карьера +4 % каолинита, 71 бар; 4 – песок из месторождения +6 % каолинита, 11 бар; 5 – песок из карьера, 11 бар; E – конец затухания

тем моделирования в окрестности зоны зажигания ожидаемых в стационарном режиме профилей насыщенности и температуры [5.29]. Процесс сверхвлажного горения возможен лишь при достаточной скорости окисления нефти. Если максимальная температура (рис. 5.26) процесса не превышает  $250^\circ\text{C}$ , скорость окисления слишком мала. Чтобы температура воды на кривой равновесия жидкость – пар достигла этого значения, давление должно быть увеличено по крайней мере до 40 бар (см.

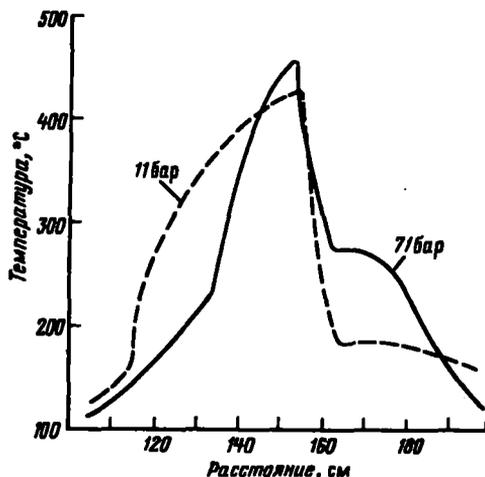


Рис. 5.25. Влияние давления на фронт температуры при влажном горении (по результатам Французского института нефти)

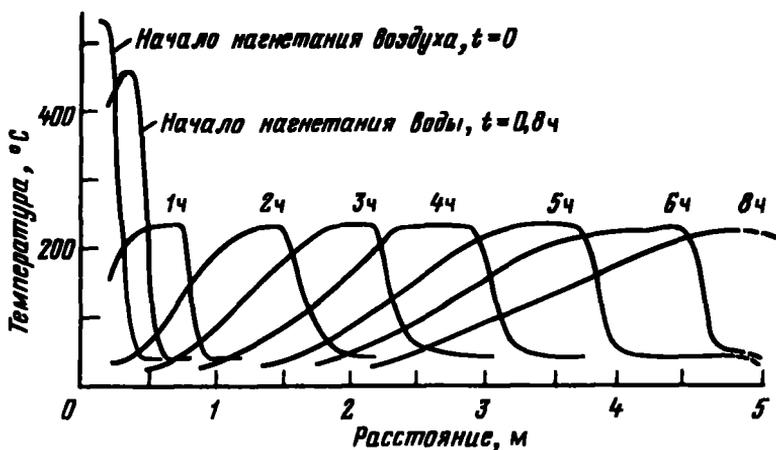
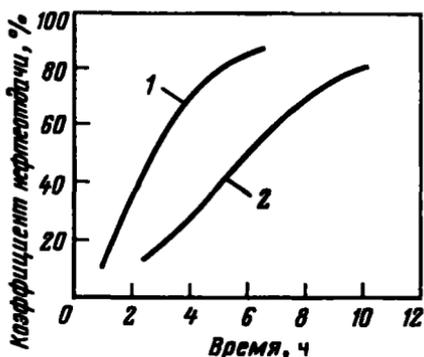


Рис. 5.26. Распространение процесса сверхвлажного горения [5.24]

раздел 5.2.1). На среднем температурном уровне (250–300 °С) реакции пиролиза ограничены: процесс поддерживается сгоранием некоторых легких углеводородных фракций (первый пик окисления, описанный в разделе 5.2.1), а не горением тяжелого остатка, как при влажном или сухом прямоточном горении. Это приводит к резкому падению концентрации  $\text{CO}_2$  в уходящих газах при сверхвлажном горении; кажущееся отношение водород/углерод топлива, а также степень преобразования кислорода в кислые продукты реакции заметно возрастают [5.24]. Обычно за зоной генерации тепла остаются углеводородные фракции.

Рис. 5.27. Сравнение сухого и сверхвлажного горения. Водовоздушное отношение составляет  $9 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/мм<sup>3</sup> [5.29] (песок из месторождения Береа, плотность нефти 0,935 г/см<sup>3</sup>, давление 70 бар абс.):

1 – сверхвлажное горение; 2 – сухое горение



При постоянном расходе воздуха скорость перемещения горячей зоны, как правило, пропорциональна расходу нагнетаемой воды [5.24]. Ускорение перемещения приводит к увеличению темпов нефтедобычи (рис. 5.27). Воздухонефтяной фактор заметно снижается при увеличении водовоздушного отношения нагнетаемой смеси [5.28].

### 5.3.4. Эксперименты по противоточному горению

Влияние расхода воздуха и давления на скорость и температуру фронта противоточного горения (рис. 5.28) существенно отличны от аналогичных зависимостей для прямоточного горения. Скорость и температура

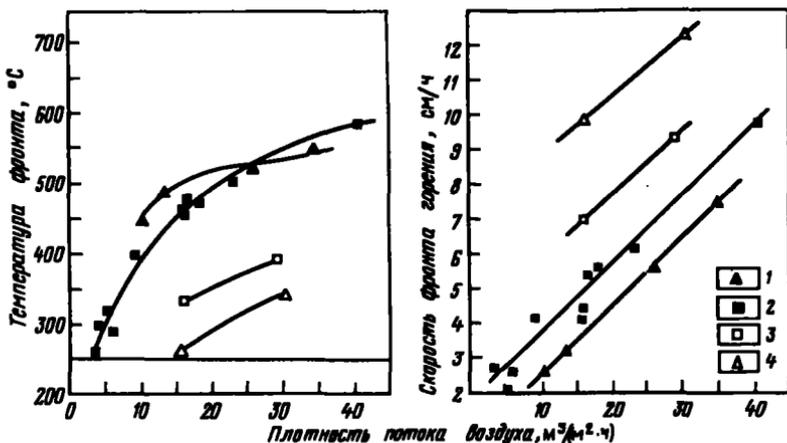


Рис. 5.28. Влияние условий проведения эксперимента на противоточное горение (нагнетание воздуха):

1 – давление атмосферное, нефть месторождения Боскан (плотность 1 г/см<sup>3</sup>) измельченная двуокисью кремния; измерительная камера с нескомпенсированными тепловыми потерями [5.16]; 2 – давление атмосферное [5.17], [5.8]; 3 – давление 35,5 бар абс. [5.8]; 4 – давление 70 бар абс. [5.8]; 2, 3, 4 – битуминозный песок из месторождения Атабаска (плотность 1,03 г/см<sup>3</sup>); измерительная камера со скомпенсированными тепловыми потерями

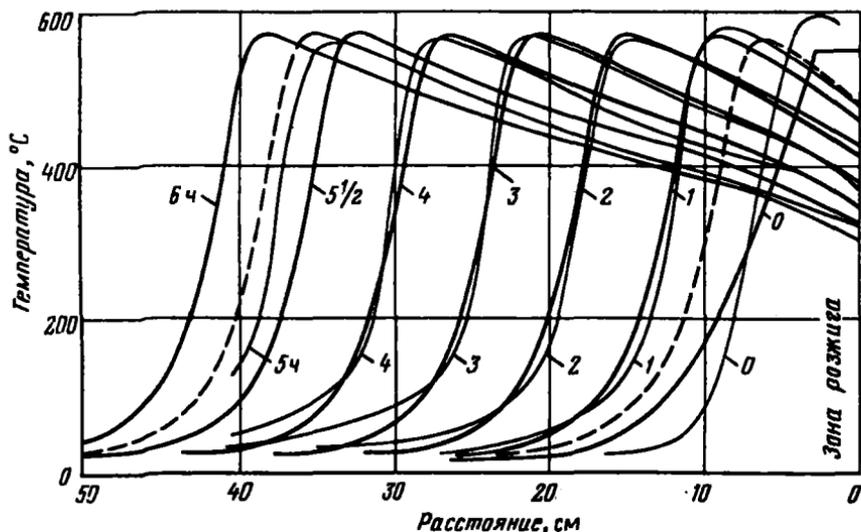


Рис. 5.29. Профили температуры при противоточном горении [5.5]. Жирные линии – экспериментальные результаты; тонкие линии – результаты, полученные при численном моделировании

тура фронта горения непрерывно возрастают с увеличением расхода воздуха, скорость продвижения фронта увеличивается с ростом давления при снижении максимальной температуры.

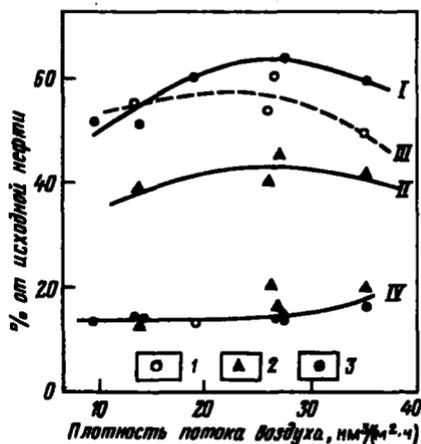
Условия эксперимента, нацеленного на развитие горения, определяет потребность в кислороде. Следовательно, скорость распространения фронта горения тесно связана со скоростью течения реакции окисления, а также с количеством нагнетаемого кислорода и температуропроводностью среды, определяющих форму температурного профиля (рис. 5.29).

Разнообразие свойств сжигаемого топлива [5.16] и состав выходящих газов [5.17] приводят к различным максимальным температурам.

Количество вытесненной нефти существенно зависит от условий эксперимента, которые влияют на соотношение объемов: сожженной, вытесненной и извлеченной нефти, а также осажденных на коллектор в виде кокса или случайно сконденсированных газообразных углеводородов. Даже при экспериментах на моделях, обеспечивающих однородность процесса и хорошо теплоизолированных, уровень извлечения нефти при росте давления падает. Причиной этого в первую очередь является уменьшение доли нефти, переведенной в газообразное состояние, вследствие понижения максимума достигаемой температуры. Однако не следует забывать и о другом, не менее важном, факторе – снижении эффективности гидродинамического вытеснения из-за падения скорости фильтрации газа при неизменной массе всех перемещающихся веществ. При заданном давлении существует оптимальный объем добытой нефти для данной температуры фронта или, что то же самое, для данной плотности

Рис. 5.30. Результаты эксперимента по противоточному горению [5.16] (коллектор — измельченная двуокись кремния, давление атмосферное):

I, II, III — нефтеотдача шлеста при противоточном горении, за которым иногда следовала обработка шлеста прямоточным горением; IV — количество нефти, сожженной в противотоке; 1 — нефть месторождения Шаторенар (плотность  $0,89 \text{ г/см}^3$ ) — сжигание только в противотоке; 2 — нефть месторождения Боскан (плотность  $1 \text{ г/см}^3$ ) — сжигание только в противотоке; 3 — нефть месторождения Боскан — горение в первой фазе в противотоке, во второй — в прямотоке



потока окислителя (см. рис. 5.17 и 5.30). Воздухонефтяной фактор увеличивается вместе с давлением. Вообще значение этого параметра при противоточном горении существенно превышает его значение при прямоточном горении [5.8]. Коэффициент нефтеотдачи шлеста можно увеличить, если за противоточным горением провести прямоточное, в котором кокс, отложившийся на коллекторе на первом этапе, будет топливом для второго этапа горения [5.16], [5.17] (см. рис. 5.30). Такой комплексный процесс предполагает образование достаточного количества кокса.

Влияние свойств нефти и среды. Скорость и температура фронта горения в противотоке зависят от свойств нефти и среды в той же степени, что и скорость окисления [5.5]. Однако эта зависимость гораздо менее однозначная, чем при прямоточном горении. Коэффициент нефтеотдачи значительно зависит от свойств нефти и количества несгоревшего коксообразного остатка, остающегося на коллекторе.

Характеристики сгорающих фракций и извлеченных жидкостей и газов. Сгоревшая часть нефти состоит из наиболее подверженных окислению фракций. Несгоревшая ее часть осаждается в виде кокса или вытесняется.

Извлеченная нефть, обедненная тяжелыми фракциями, значительно отличается от исходной. Ее плотность составляет  $0,85-0,9 \text{ г/см}^3$ , вязкость — около 12 сПз даже в экспериментах с битумами; для нее характерно пониженное содержание ванадия, никеля и серы, задерживаемых коллектором [5.16]. В то же время в ней содержится много продуктов окисления и олефинов; извлеченная вместе с нефтью вода богата растворимыми органическими кислотами [5.32]. Отношение  $\text{CO}_2/\text{CO}$  существенно увеличивается с ростом температуры [5.17].

### 5.3.5. Теоретическая интерпретация экспериментальных результатов

Численные модели перемещения фронта горения в одномерных системах позволяют дополнить лабораторные эксперименты на физических моделях.

Рассматриваемые здесь модели имеют следующие общие особенности:

- матрицу считают не подверженной изменениям;
- используют понятие эффективной теплопроводности;
- влиянием капиллярных эффектов и действием силы тяжести пренебрегают.

Прямоточное горение. В модели прямоточного горения Готфрида [5.33] в общих чертах учтена динамика течения трехфазной смеси и изменения фазового состояния воды, однако испарение нефти во внимание не принимается. Сделано допущение о независимости параметров тепло- и массопереноса от температуры. Модель строится на решении шести уравнений в частных производных — уравнений сохранения для каждой из трех фаз, для кислорода и пара, а также уравнения энергетического баланса.

Используемое кинетическое уравнение предполагает, что нефть сгорает непосредственно в атмосфере кислорода, минуя промежуточный этап пиролиза, что не соответствует реальному процессу. С другой стороны, автор допускает, что температура на входе в модель поддерживается постоянной и равной температуре розжига в течение всего эксперимента. Это допущение (которое, естественно, не реализуется в природных условиях) приводит к непрерывному росту максимальной температуры при перемещении фронта горения.

Результаты расчета позволяют объяснить наличие парового плато впереди фронта горения. За ним появляется вал воды между двумя валами нефти. При помощи этой модели можно рассчитать влияние кинетических параметров и тепловых потерь, а также определить динамику нефтедобычи и воздухонефтяной фактор. Данная модель позволяет в общих чертах описать процессы, наблюдающиеся в экспериментах. Однако существование двух областей, занятых нефтью, не подтвердилось при лабораторных работах по вытеснению [5.20], [5.22].

Противоточное горение. Построение модели противоточного горения вызывает меньше трудностей, чем прямоточного. Действительно, поскольку реакция окисления протекает при значительном избытке нефти, можно допустить, что скорость реакции меньше, чем это соответствует количеству присутствующей нефти [5.1], [5.7], [5.34]. Иными словами, можно моделировать распространение фронта горения, не рассматривая гидродинамические характеристики течения и ограничиваясь решением уравнений сохранения энергии и массы кислорода.

Ряд авторов априори принимают гипотезу о постоянном режиме продвижения фронта горения [5.7], [5.34]. Однако режим перемещения фронта с постоянной скоростью можно получить расчетным путем,

если рассматривать систему уравнений в частных производных [5.1], [5.5] (см. рис. 5.29). Ограниченное число параметров, используемых в такой модели, делает ее хорошим инструментом кинетического анализа реакций окисления и горения в пористой среде [5.1], [5.5]. Корреляция расчетных и экспериментальных результатов (таких, например, как показанные на рис. 5.29) позволяет уточнить значения кинетических параметров, рассматривающихся в разделе 5.2.2 (см. табл. 5.1).

#### **5.4. ГРАНИЦЫ ПРИМЕНИМОСТИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ**

Как показано выше, при внутрипластовом горении происходит много сложных явлений. Прежде чем обращаться к данному методу добычи нефти, необходимо удостовериться, возможно ли его использование на конкретном месторождении. Конечно, нет речи о составлении списка критериев, позволяющего заранее обосновать техническую и экономическую целесообразность его применения в конкретных условиях — подобный подход выглядит слишком упрощенным. Все же, однако, существуют некоторые условия, позволяющие оценить возможность применения на данном месторождении внутрипластового горения. Окончательное решение об использовании данной технологии зависит и от технических характеристик, и от экономических факторов; влияние совокупности всех этих условий невозможно оценить количественно.

##### **5.4.1. Общие ограничивающие факторы**

Если требуется, чтобы фронт горения охватил продуктивный пласт, необходимо, как и при нагнетании теплоносителей, чтобы давление нагнетания не превышало горное давление; этот фактор определяет минимальную глубину разработки залежи, зависящую от приемистости пласта (т.е. от проницаемости и от свойств нефти). Считается, что внутрипластовое горение неприемлемо для пластов, залегающих на глубине менее 30 м.

Особые ограничивающие факторы следует принимать во внимание при противоточном горении: с одной стороны, эффект, получаемый при использовании данного метода, снижается при увеличении давления (см. раздел 5.3.4), а с другой — направление распространения процесса может измениться на обратное, если скорость реакций окисления нефти в условиях пласта достаточно для ее самовоспламенения в областях, прилегающих к нагнетательной скважине [5.9], [5.10]. Вследствие этого технология противоточного горения неприемлема в глубоко залегающих пластах. Более того, эффективность метода зависит от расхода воздуха (см. раздел 5.3.4), что усложняет управление процессом; оптимальный расход воздуха достаточно велик, и для его достижения обычно необходимо прибегать к уменьшению расстояния между скважинами. Кроме того, при значительном удалении скважин друг от друга тепловые

потери обуславливают конденсацию значительной части нефти, которую затем трудно извлечь на поверхность. Вследствие этих причин метод прямооточного горения не получил широкого распространения, и единственно возможной областью его применения является разработка неглубоко залегающих битуминозных песков.

Что же касается метода прямооточного горения, на который и будет обращено внимание в дальнейшем, то для его применения необходимо, чтобы количество имеющегося топлива было достаточно для поддержания автономного горения. Простой энергетический баланс, составленный для сухого прямооточного горения, показывает, что минимальное количество образующегося кокса должно составить от 10 до 15 кг/м<sup>3</sup>. Вследствие повышения теплового к.п.д. при влажном горении минимально необходимое количество образующегося кокса существенно падает. Границы реализации сверхвлажного горения рассмотрены в разделе 5.3.3.

#### 5.4.2. Критерии использования прямооточного горения

**Глубина залегания и толщина пласта.** Вследствие отсутствия тепловых потерь в нагнетательных скважинах верхняя граница глубины залегания определена менее строго, чем при нагнетании в пласт теплоносителей. Однако применение мощного воздушного компрессора высокого давления порождает ряд технических проблем (см. раздел 6.3) и требует значительных затрат. Поэтому целесообразно внутрипластовое горение использовать в пластах, залегающих на глубинах, не превышающих 1000—1500 м. Если пластовое давление достаточно низко, не исключена возможность использования этого метода и на более глубоких месторождениях, как было сделано при разработке пласта на глубине 3500 м.

Толщина пласта должна быть не менее 2—3 м, чтобы тепловые потери в окружающие породы не оказывали серьезного влияния на распространение фронта. Вместе с тем в пластах значительной толщины приходится сталкиваться с гравитацией, приводящей к преимущественной фильтрации воздуха по кровельной части пласта.

**Характеристики нефти и коллектора.** Для того, чтобы горение проходило при технически и экономически благоприятных условиях, необходимо соблюдение следующих требований к характеристикам нефти и коллектора:

количество осажденного кокса должно быть ни слишком маленьким (опасность затухания), ни слишком большим (повышение необходимого количества воздуха);

фильтрация в пласте жидкостей и газов должна обеспечиваться без раннего прорыва теплоносителя в добывающие скважины и снижения проницаемости коллектора (см. раздел 3.4.3).

Помимо требований к реакционной способности нефти необходимо, чтобы она обладала хорошей подвижностью, а также чтобы пласт был однороден и имел достаточную проницаемость.

В ряде работ предложены граничные величины некоторых свойств

- [17] SMITH (C. K.). — *Mechanics of Secondary Oil Recovery*. Reinhold, New York (1966).
- [18] Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. CRAWFORD (P. B.) : chapter V ; FAROUQ ALI (S. M.) : chapter VI. *Interstate Oil Compact Commission*, Oklahoma City (1974).
- [19] Fundamentals of Thermal Oil Recovery. *Petroleum Engr Publ. Cy*, Dallas (1965) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [20] Thermal recovery processes. *SPE Reprint Series n° 7, Soc. Petroleum Engrs AIME* (1968) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [21] Thermal recovery techniques. *SPE Reprint Series n° 10, Soc. Petroleum Engrs AIME* (1972) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [22] L'exploitation des gisements d'hydrocarbures. BIA (P.), COMBARNOU (M.) : chapitre VI ; BURGER (J.), SAHUQUET (B.) : chapitre VII. *Éditions Technip*, Paris (1974).
- [23] LO (H. Y.). — Bibliography of Thermal Methods of Oil Recovery. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 14, n° 2, p. 35-65 (1975).

## ЛИТЕРАТУРА

- [5.1] BURGER (J.) et SAHUQUET (B.). — Chemical aspects of in situ combustion. Heat of combustion and kinetics. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 12, p. 410-422 (1972).
- [5.2] WEIJDEMA (J.). — Zur Oxydationskinetik flüssiger Kohlenwasserstoffe in porösen Medien in bezug auf unterirdische Verbrennung. *Erdöl und Kohle*, vol. 21, p. 520-526 (1968).
- [5.3] ALEXANDER (J. D.), MARTIN (W. L.) et DEW (J. N.). — Factors affecting fuel availability and composition during in situ combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 14, p. 1154-1164 (1962) [Repris dans [20], p. 60].
- [5.4] BURGER (J.). — Mécanismes réactionnels mis en jeu par la combustion in situ. II. Étude de l'oxydation d'une huile en milieu poreux. *C. R. Troisième Colloque A. R. T. F. P., Éditions Technip*, Paris, p. 721-735 (1969).
- [5.5] BURGER (J.) et SAHUQUET (B.). — Combustion à contre-courant ; Interprétation d'essais par modèle numérique unidirectionnel. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XXVI-5, p. 399-422 (1971).
- [5.6] SMITH (F. W.) et PERKINS (T. K.). — Experimental and numerical simulation studies of the wet combustion recovery process. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 12, n° 3, p. 44-54 (août-sept. 1973).
- [5.7] WARREN (J. E.), REED (R. L.) et PRICE (H. S.). — Theoretical considerations of reverse combustion in tar sands. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 109-122 (1960) [Repris dans [20], p. 135].
- [5.8] WILSON (L. A.), REED (R. L.), REED (D. W.), CLAY (R. K.) et HARRISON (N. H.). — Some effects of pressure on forward and reverse combustion. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 3, p. 127-137 (1963) [Repris dans [20], p. 96].
- [5.9] TADEMA (H. J.) et WEIJDEMA (J.). — Spontaneous ignition of oil sands. *Oil and Gas J.*, vol. 68, n° 50, p. 77-80 (14 déc. 1970).
- [5.10] BURGER (J.). — Spontaneous ignition in nil reservoirs. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 16, p. 73-81 (1976).
- [5.11] DABBOUS (M. K.) et FULTON (P. F.). — Low-temperature oxidation reaction kinetics and effects on the in situ combustion process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 14, p. 253-262 (1974).
- [5.12] HENDERSON (J. H.) et WEBER (L.). — Physical upgrading of heavy crude oils by the application of heat. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 4, n° 4, p. 206-212 (1965).
- [5.13] BOUSAID (I. S.) et RAWAY (H. J.) Jr. — Oxidation of crude oil in porous media. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 8, p. 137-148 (1968).
- [5.14] BAR (J. H.). — Characterization of crude oil for fireflooding using thermal analysis methods. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6173* (oct. 1976).
- [5.15] BARDON (C.) et GADELLE (C.). — Essais de laboratoire pour l'étude de la combustion in situ. *Symp. franco-soviétique. Récupération assistée des gisements*, Moscou (mai 1977).
- [5.16] SAHUQUET (B.). — Mécanismes réactionnels mis en jeu par la combustion in situ. I. Essais de combustion unidirectionnels à contre-courant. *C. R. Troisième Colloque A. R. T. F. P., Éditions Technip*, Paris, p. 709-720 (1969).
- [5.17] REED (R. L.), REED (D. W.) et TRACHT (J. H.). — Experimental aspects of reverse combustion in tar sands. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 99-108 (1960) [Repris dans [20], p. 71].
- [5.18] SNOWALTER (W. E.). — Combustion-drive tests. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 3, p. 53-58 (1963) [Repris dans [20], p. 81].
- [5.19] BURGER (J.) et SAHUQUET (B.). — Laboratory research on wet combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 25, p. 1137-1146 (1973).
- [5.20] MARTIN (W. L.), ALEXANDER (J. D.) et DEW (J. N.). — Process variables of in situ combustion. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 28-35 (1958) [Repris dans [20], p. 52].
- [5.21] WILSON (L. A.), WYGAL (R. J.), REED (D. W.), GERGINS (R. L.) et HENDERSON (J. H.). — Fluid dynamics during an underground combustion process. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 146-154 (1958) [Repris dans [20], p. 87].
- [5.22] WU (C. H.) et FULTON (P. F.). — Experimental simulation of the zones preceding the combustion front of an in-situ combustion process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 38-46 (1971).
- [5.23] BURGER (J.), ALDEA (Ch.), CARCOANA (A.), PETCOVICI (V.), SAHUQUET (B.) et DELYZ (H.). — Recherches de base sur la combustion in situ et résultats récents sur champ. *Proc. Ninth World Petroleum Congr. Elsevier Publ. Cy*, Barking, vol. 3, p. 279-289 (1975).
- [5.24] DIETZ (D. N.) et WEIJDEMA (J.). — Wet and partially quenched combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 411-415 (1968) [Repris dans [21], p. 216].

- [17] SMITH (C. K.). — *Mechanics of Secondary Oil Recovery*. Reinhold, New York (1966).
- [18] Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. CRAWFORD (P. B.) : chapitre V ; FAROUQ ALI (S. M.) : chapitre VI. *Internationale Oil Compact Commission*, Oklahoma City (1974).
- [19] Fundamentals of Thermal Oil Recovery. *Petroleum Engng Publ. Cy*, Dallas (1965) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [20] Thermal recovery processes. *SPE Reprint Series n° 7*, Soc. Petroleum Engrs AIME (1968) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [21] Thermal recovery techniques. *SPE Reprint Series n° 10*, Soc. Petroleum Engrs AIME (1972) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [22] L'exploitation des gisements d'hydrocarbures. BIA (P.), COMBARNOUS (M.) : chapitre VI ; BURGER (J.), SAHUQUET (B.) : chapitre VII. *Éditions Technip*, Paris (1974).
- [23] LO (H. Y.). — Bibliography of Thermal Methods of Oil Recovery. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 14, n° 2, p. 55-65 (1975).

## ЛИТЕРАТУРА

- [5.1] BURGER (J.) et SAHUQUET (B.). — Chemical aspects of in situ combustion. Heat of combustion and kinetics. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 12, p. 410-422 (1972).
- [5.2] WEIJDEMA (J.). — Zur Oxydationskinetik flüssiger Kohlenwasserstoffe in porösen Medien in bezug auf unterirdische Verbrennung. *Erdöl und Kohle*, vol. 21, p. 520-526 (1968).
- [5.3] ALEXANDER (J. D.), MARTIN (W. L.) et DEW (J. N.). — Factors affecting fuel availability and composition during in situ combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 14, p. 1154-1164 (1962) [Repris dans [20], p. 60].
- [5.4] BURGER (J.). — Mécanismes réactionnels mis en jeu par la combustion in situ. II. Étude de l'oxydation d'une huile en milieux poreux. *C. R. Troisième Colloque A. R. T. F. P., Éditions Technip*, Paris, p. 721-735 (1969).
- [5.5] BURGER (J.) et SAHUQUET (B.). — Combustion à contre-courant ; Interprétation d'essais par modèle numérique unidirectionnel. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XXVI-5, p. 399-422 (1971).
- [5.6] SMITH (F. W.) et PERKINS (T. K.). — Experimental and numerical simulation studies of the wet combustion recovery process. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 12, n° 3, p. 44-54 (août-sept. 1973).
- [5.7] WARREN (J. E.), REED (R. L.) et PRICE (H. S.). — Theoretical considerations of reverse combustion in tar sands. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 109-127 (1960) [Repris dans [20], p. 135].
- [5.8] WILSON (L. A.), REED (R. L.), REED (D. W.), CLAY (R. K.) et HARRISON (N. H.). — Some effects of pressure on forward and reverse combustion. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 3, p. 127-137 (1963) [Repris dans [20], p. 90].
- [5.9] TADEMA (H. J.) et WEIJDEMA (J.). — Spontaneous ignition of oil sands. *Oil and Gas J.*, vol. 68, n° 50, p. 77-80 (14 déc. 1970).
- [5.10] BURGER (J.). — Spontaneous ignition in oil reservoirs. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 16, p. 73-81 (1976).
- [5.11] DABBOUS (M. K.) et FULTON (P. F.). — Low-temperature oxidation reaction kinetics and effects on the in situ combustion process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 14, p. 253-262 (1974).
- [5.12] HENDERSON (J. H.) et WEBER (L.). — Physical upgrading of heavy crude oils by the application of heat. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 4, n° 4, p. 206-212 (1965).
- [5.13] BOUSAID (I. S.) et RAMEY (H. J.) JR. — Oxidation of crude oil in porous media. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 8, p. 137-148 (1968).
- [5.14] BAE (J. H.). — Characterization of crude oil for fireflooding using thermal analysis methods. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6173* (oct. 1976).
- [5.15] HARDON (C.) et GADILLE (C.). — Essais de laboratoire pour l'étude de la combustion in situ. *Symp. franco-soviétique. Récupération associée des gisements*, Moscou (mai 1977).
- [5.16] SAHUQUET (B.). — Mécanismes réactionnels mis en jeu par la combustion in situ. I. Essais de combustion unidirectionnels à contre-courant. *C. R. Troisième Colloque A. R. T. F. P., Éditions Technip*, Paris, p. 709-720 (1969).
- [5.17] REED (R. L.), REED (D. W.) et TRACHT (J. H.). — Experimental aspects of reverse combustion in tar sands. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 99-108 (1960) [Repris dans [20], p. 71].
- [5.18] SHOWALTER (W. E.). — Combustion-drive tests. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 3, p. 53-58 (1963) [Repris dans [20], p. 81].
- [5.19] BURGER (J.) et SAHUQUET (B.). — Laboratory research on wet combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 25, p. 1137-1146 (1973).
- [5.20] MARTIN (W. L.), ALEXANDER (J. D.) et DEW (J. N.). — Process variables of in situ combustion. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 28-35 (1958) [Repris dans [20], p. 52].
- [5.21] WILSON (L. A.), WYGAL (R. J.), REED (D. W.), GERRINS (R. L.) et HENDERSON (J. H.). — Fluid dynamics during an underground combustion process. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 146-154 (1958) [Repris dans [20], p. 87].
- [5.22] WU (C. H.) et FULTON (P. F.). — Experimental simulation of the zones preceding the combustion front of an in-situ combustion process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 11, p. 38-46 (1971).
- [5.23] BURGER (J.), ALDIRA (Gh.), CARCOANA (A.), PETCOVICI (V.), SAHUQUET (B.) et DELZY (H.). — Recherches de base sur la combustion in situ et résultats récents sur champ. *Proc. Ninth World Petroleum Congr. Elsevier Publ. Cy*, Barking, vol. 3, p. 279-289 (1975).
- [5.24] DIETZ (D. N.) et WEIJDEMA (J.). — Wet and partially quenched combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 20, p. 411-413 (1968) [Repris dans [21], p. 216].

- [5.25] HARMSEN (G. J.). — A note on COFCAW. — *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 801-802 (1969) [Repris dans [21], p. 229].
- [5.26] BECKERS (H. I.) et HARMSEN (G. J.). — The effect of water injection on sustained combustion in a porous medium. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 10, p. 145-163 (1970) [Repris dans [21], p. 231].
- [5.27] DIETZ (D. N.). — Wet underground combustion, state of the art. *J. Petroleum Technol.*, vol. 22, p. 605-617 (1970) [Repris dans [21], p. 250].
- [5.28] PARRISH (D. R.) et CRAIG (F. F.) Jr. — Laboratory study of a combination of forward combustion and waterflooding. The COFCAW process. *J. Petroleum Technol.*, vol. 21, p. 753-761 (1969) [Repris dans [21], p. 221].
- [5.29] GARON (A. M.) et WYGAL (R. J.) Jr. — A laboratory investigation of fire-water flooding. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 14, p. 537-544 (1974).
- [5.30] PARRISH (D. R.) et CRAIG (F. F.) Jr. — Method of forward in situ combustion utilizing air-water injection mixtures. U. S. Patent n° 3 171 479 (2 mars 1965).
- [5.31] CRAIG (F. F.) Jr., HUIJBAN (K. L.) et PARRISH (D. R.). — Method of forward in situ combustion with water injection. U. S. Patent n° 3 196 945 (27 juillet 1965).
- [5.32] MARK (J. W.) et TRANTHAM (J. C.). — Reverse combustion produces altered crude oil. *Oil and Gas J.*, vol. 63, n° 20, p. 123-127 (17 mai 1965).
- [5.33] GOTTFRIED (H. S.). — A mathematical model of thermal oil recovery in linear systems. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 196-210 (1965) [Repris dans [21], p. 186].
- [5.34] BERRY (V. J.) Jr. et PARRISH (D. R.). — A theoretical analysis of heat flow in reverse combustion. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 124-131 (1960) [Repris dans [20], p. 119].
- [5.35] MACK (C.). — Deepest combustion project proceeding successfully. *Oil and Gas J.*, vol. 73, n° 46, p. 74-81 (17 novembre 1975).
- [5.36] POETTMANN (F. H.). — In situ combustion: a current appraisal. *World Oil*, vol. 258, n° 5, p. 124-128 (avril 1964); vol. 158, n° 6, p. 95-98 (mai 1964).

### 6.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

#### 6.1.1. Стабильность

Как отмечалось (см. гл. 3), отношение подвижностей не может быть единственным критерием устойчивости процесса вытеснения нефти нагретой водой или водяным паром. Действительно, для учета изменений плотности (вызванной изменениями температуры и объема при конденсации) необходимо принимать во внимание отношение скоростей всех компонентов перемещающейся в пласте смеси воды, пара и нефти (уравнение (3.12)). Совокупность отношений подвижностей и скоростей компонентов является также характеристикой устойчивости внутрипластового горения [6.1].

В работе [6.1] изучают процессы только на фронте горения, в то время как вытеснение во всех других областях рассматривают как устойчивое. В действительности же неустойчивость на фронте горения может быть вызвана нестационарностью процессов вне его. Поэтому авторы рассматривают устойчивое линейное адиабатическое вытеснение и допускают, что оно квазистационарно, причем фронт горения продвигается очень медленно. Температурный профиль перемещается поступательно.

Исследование устойчивости сверхвлажного горения начинается с предельного случая, когда вся нагнетаемая вода испаряется, хотя максимальная температура не превышает температуру воды при заданных экспериментальных условиях и весь кислород потребляется в реакциях. При этом полагают, что скорость перемещения газов существенно выше скорости перемещения фронта горения.

Результаты такого подхода свидетельствуют о том, что передача тепла, обусловленная теплопроводностью к области, заполненной водой и воздухом, является стабилизирующим фактором. В то же время в общем случае малая подвижность водовоздушной смеси за фронтом испарения и расширение вследствие парообразования воды оказывают противоположные воздействия. Для повышенных значений отношения объемов воды и воздуха (что, собственно, и характеризует режим сверхвлажного горения) подвижность в области, занятой водовоздушной смесью, — стабилизирующий фактор, а испарение — дестабилизирующий, причем тем более существенный, чем ниже давление (снижение плотности водяного пара). Последний эффект доминирует в области низких давлений; при росте же давления картина меняется на противоположную.

Воздействие фактора испарения воды схоже с эффектом при нагнетании водяного пара (см. гл. 3). Конденсация же, процесс обратный паро-

образованию, всегда является стабилизирующим процессом, тем более существенным, чем ниже давление.

При сухом или влажном горении проявляется стабилизирующий эффект теплопроводности. И поскольку объем газа при переходе через фронт горения не претерпевает значительных изменений, эти режимы нельзя отнести ни к устойчивым, ни к неустойчивым.

При рассмотрении указанных критериев устойчивости принимали во внимание изменения, происходящие с жидкостями и газами по разным сторонам фронта испарения или горения. В действительности внутрипластовое горение гораздо сложнее вследствие наличия нескольких фронтов. Более того, при последовательном нагнетании воздуха и воды допущение о квазистационарном режиме может не соответствовать реальности.

### 6.1.2. Основные принципы моделирования внутрипластового горения

Моделирование процесса вытеснения нефти при внутрипластовом горении значительно сложнее моделирования вытеснения при нагнетании теплоносителей. Большое число химических реакций и интенсивный межфазный обмен существенно увеличивают число уравнений, которые следует принять во внимание для правильного описания процессов, протекающих на фронте горения. Поэтому был сделан ряд упрощающих допущений для получения аналитического или численного решения системы уравнений, описывающих процессы в пласте. Среди всех этих упрощающих допущений особое внимание следует уделить тем, которые относятся к количеству выделяемого в ходе химических реакций тепла и к условиям затухания процесса.

Прежде всего рассмотрим экспериментальную модель, обеспечивающую одномерность и адиабатичность процесса; в модель помещена однородная среда, в которой установилось квазинепрерывное прямоточное горение в спутном потоке. На основании результатов (см. раздел 5.3) в первом приближении можно допустить, что в конкретном пласте в широком диапазоне изменения расхода воздуха количество сгоревшего топлива в единице объема пористой среды, через которую прошел фронт горения, не зависит от расхода и слабо зависит от давления. То же относится и к минимальному количеству воздуха, необходимого для поддержания процесса. Параметр  $a_m$ , соответствующий полному потреблению кислорода, связан посредством стехиометрического коэффициента с количеством топлива [5.19]. С другой стороны, можно полагать, что количество высвобождаемого тепла на единицу массы горючего  $Q_i$  или же на единицу массы воздуха  $Q_a$  — постоянно. Т. е. для единичного объема пористой среды верно соотношение

$$q = \left( \frac{m_c}{v} \right) Q_i = \rho_a a_m Q_a, \quad (6.1)$$

где  $m_c/v$  — масса топлива на единицу объема пористой среды;  $\rho_a$  — плот-

ность воздуха при тех же условиях, которые были взяты для задания необходимого количества воздуха.

Если фронт горения перемещается со скоростью  $u_b = dx/dt$ , то количество тепла, выделяемого в единицу времени на единицу площади поверхности фронта горения,

$$\dot{q}_c = \rho_a a_m u_b Q_a = \rho_a V_{af} Q_a = \left(\frac{m_a}{v}\right) u_b Q_a, \quad (6.2)$$

где  $V_{af}$  — удельный расход воздуха на фронте горения в расчете на единицу его площади. Однако это выражение верно лишь для устойчивого распространения реакции горения в пористой среде. Но лабораторные исследования сгорания показали, что процесс имеет тенденцию к затуханию, если максимальная температура становится слишком низкой, так как при этом скорость реакции недостаточна. Минимальная температура, обеспечивающая стабильность распространения фронта горения, равна приблизительно 330 °C [6.2].

Рассмотрим теперь влияние теплообмена на профили температуры и на возможность обеспечения необходимого температурного уровня. Допустим, что теплоперенос, обусловленный теплопроводностью, пренебрежимо мал по сравнению с конвективным теплообменом, который, в свою очередь, настолько мал, что позволяет допустить в каждой точке пористой среды равенство температур заполняющих поры среды жидкостей и газов. Вне зоны реакции уравнение энергетического баланса записывается на основе уравнения (1.36), в котором опущен член, описывающий теплопроводность, т.е.

$$(\rho c)^* \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c_p \vec{V} \cdot \text{grad } T = 0. \quad (6.3)$$

Второй член, соответствующий конвективному переносу тепла газом (воздухом или газообразными продуктами реакции), является доминирующим относительно членов, описывающих конвективный теплообмен и фазовые изменения.

Если в новом эксперименте расход воздуха отличается в  $\chi$  раз от расхода в предыдущем опыте, член, относящийся к скорости  $\rho V$ , приобретает вид  $(\rho V) = \chi \rho V$  и уравнение (6.3) преобразуется в

$$(\rho c)^* \frac{\partial T}{\partial (\chi t)} + \rho c_p \vec{V} \cdot \text{grad } T = 0.$$

Это уравнение идентично предыдущему при условии замены  $t$  на  $\chi t$ . Следовательно, количество высвобождаемого здесь в единицу времени и на единицу площади поверхности фронта горения тепла равно  $\chi q_c$ . Это предполагает, что расход воздуха  $V_{af}$  на фронте горения практически идентичен скорости нагнетаемого воздуха.

Таким образом, количество тепла, накопленного к моменту  $t' = t\chi$ ,

Рис. 6.1. Температурные профили:

1 — нетеплопроводная пористая среда; 2 — теплопроводная пористая среда



равно количеству тепла, накопленного к моменту  $t$  в предыдущем эксперименте, т.е. в обоих случаях профили температуры идентичны, но смещены во времени. Отсюда следует, что как в данном, так и в любом другом случае затухания нет. Если же оно произошло в одном случае, то случится и в другом вследствие дефицита тепла, выделяемого в единице объема.

В реальных условиях теплопроводность, как правило, пренебрежимо мала и ее влияние тем более ощутимо, чем ниже расход воздуха. Для исследования данного воздействия полезно при прочих неизменных параметрах варьировать величину теплопроводности. Это позволит провести сравнение температурных профилей при наличии и в отсутствие теплопроводности и определить тенденцию к затуханию процесса горения.

С этой целью обычно рассматривают две пористые среды одинаковой геометрии, одна из которых — хороший проводник тепла, другая — плохой. В каждой из них проводят эксперимент по горению при одинаковых начальных и граничных условиях, допуская, что каким-либо способом поддерживается постоянно количество тепла, выделяемого в реакции в единицу времени и на единицу площади поверхности фронта. Тогда получают температурные профили, которые в один и тот же момент времени имеют форму, показанную на рис. 6.1.

Чем выше теплопроводность, тем сильнее возрастает поток тепла от фронта горения в области, лежащие за ним и перед ним, что приводит к понижению максимальной температуры фронта. Такое понижение может стать причиной затухания горения.

Если измерительная камера неадиабатична, на продольную теплопроводность накладывается теплопроводность в поперечных направлениях. Температура понижается вблизи внешних стенок, где может произойти затухание.

Таким образом, затухание процесса вызвано или недостаточностью теплового эффекта реакции  $q$  относительно единичного объема пористой среды, или малостью тепловыделения  $\dot{q}_c$  относительно величины теплообмена вследствие теплопроводности. В последнем случае для увеличения  $\dot{q}_c$  следует повысить расход воздуха.

Однако в реальном месторождении совокупность всех явлений настолько сложна, что не оставляет надежды на общее описание процесса и конкретизации понятия температура затухания.

Тип химических реакций и скорости их протекания зависят от локальных условий. В частности, выделение тепла может быть связано с окислением при низкой температуре в зонах, где фронт горения, собст-

венно говоря, затухает (влияние присутствующих скважин, силы тяжести, неоднородностей пласта и изменения его толщины). Для учета этого явления в уравнение сохранения энергии следует ввести член, описывающий процесс выделения тепла, равный произведению скорости локальной реакции на тепловой эффект.

Поэтому единственным путем правильного представления горения на моделях является учет кинетических законов различных реакций, определенных на лабораторных стендах. Но в этом случае модели становятся очень громоздкими и требуют знания множества физических величин, которые часто невозможно определить. В этой связи полезно рассмотреть несколько моделей, основанных на упрощенном описании явлений, в которых используются макроскопические приближения и некоторые экспериментальные результаты.

### 6.1.3. Аналитические модели

**Общий тепловой баланс.** В балансе такого типа рассматривают поток поступающего тепла (включая члены, описывающие его источники), поток тепла, диссипируемого через поверхность, ограничивающую выбранный контрольный объем, а также изменение теплоемкости внутри данного объема.

При рассмотрении внутрипластового горения невозможно учесть все случаи теплопереноса, обусловленного теплопроводностью в крупномасштабном уравнении сохранения энергии. Так как они зависят от времени, необходимо проводить интегрирование всех уравнений, полученных в крупномасштабном приближении, включая уравнение движения, а также распределение источника тепла из-за сгорания кокса.

Однако благодаря результатам экспериментов в адиабатической камере стало возможным введение ряда упрощающих допущений, позволяющих не рассматривать уравнение количества движения. Можно считать, что пористая среда имеет постоянную плотность и процесс вытеснения одномерен и не подвержен воздействию силы тяжести. Далее, общая форма всего контрольного объема будет представлять собой цилиндр, ограниченный двумя плоскими соответственно подобранными поверхностями. Гидродинамический и термический режимы в начальной зоне контрольного объема будут стационарными согласно определению установившегося режима, которое будет дано несколько позже.

Плоские поверхности контрольного объема выбираются таким образом, чтобы перенос тепла за счет теплопроводности вдоль этих поверхностей обращался в нуль.

Так как результаты экспериментальных исследований служат основой при составлении уравнений, в дальнейшем будем считать, что система адиабатична в поперечной плоскости — это позволит составить уравнения для единицы площади сечения, перпендикулярного к направлению распространения горения. Далее положим, что потеря напора при течении пренебрежимо мала, т.е. давление будет считаться неизменным. Допустим также, что пористая среда гомогенна.

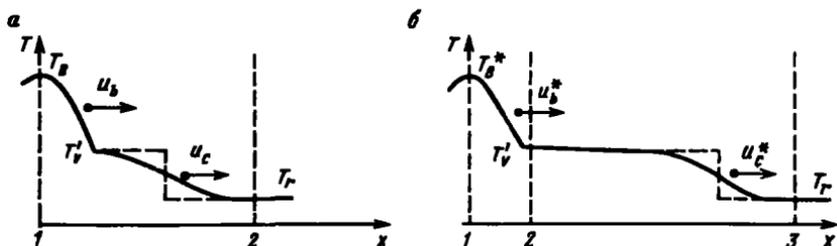


Рис. 6.2. Схема температурных профилей в области перед пиком температуры: *а* – сухое горение; *б* – влажное горение

Сухое горение. На графике распределения температуры по оси абсцисс горизонтальные касательные можно провести лишь в точках, соответствующих максимальной температуре и исходной температуре пласта. В результате для контрольного объема (рис. 6.2, *а*), в котором нет теплопереноса за счет теплопроводности через плоскости 1 и 2, уравнение теплового баланса может быть записано наиболее просто.

Накопленный опыт показывает, что профиль температуры на конечном отрезке кривой максимальной температуры состоит из двух частей, граница раздела которых в каждом эксперименте отмечена изломом на кривой распределения температуры. Очень скоро область, соответствующая начальной части, начинает перемещаться поступательно со скоростью  $u_b$ . На конечном участке кривой скорость  $u_c$  продвижения точки, относящейся к средней температуре, также стабилизируется, но несколько позже, и становится равной скорости продвижения точки на начальном участке кривой. Поэтому реальный профиль температуры на конечном участке кривой представляют в виде ступеньки (см. рис. 6.2, *а*) и полагают, что весь температурный профиль перемещается поступательно. В этом случае говорят, что тепловой, а затем и гидродинамический режимы установились ( $u_c = u_b$ ).

Тогда общий тепловой баланс записывается так:

$$\begin{aligned} \dot{m}_1 \mathcal{H}_v(T_n) + \left(\frac{m_c}{v}\right) Q u_b - \dot{m}_{n_2} \mathcal{H}_v(T_r) - \dot{m}_{r_2} \mathcal{H}_r(T_r) - \dot{m}_{h_2} \mathcal{H}_h(T_r) \\ = \int_{x_1}^{x_2} \sum \left[ \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{m_i}{v} \cdot \mathcal{H}_i \right) \right]_{\xi} d\xi, \end{aligned} \quad (6.4)$$

где  $\dot{m}$  – массовый поток через одну из поверхностей, ограничивающих контрольный объем;  $m/v$  – масса одной фазы в единице объема пористой среды;  $\mathcal{H}$  – удельная энтальпия;  $Q$  – количество тепла, высвобождаемого при сгорании единицы массы кокса;  $u_b$  – скорость продвижения фронта горения;  $T_B$  – максимальная температура фронта горения;  $T_r$  – начальная температура.

Индексы 1 и 2 относятся ко входу в контрольный объем и выходу

из него. Индексы  $g, c, e, h$  относятся соответственно к газу, коксу, воде в жидком состоянии и жидким углеводородам, индекс  $j$  — к какой-либо из фаз.

Обычно принято заменять сумму объемных энтальпий каждой фазы на  $\int (\rho c)^* dT$ , где  $(\rho c)^*$  — эквивалентная объемная теплоемкость насыщенной пористой среды. Величина  $(\rho c)^*$  зависит в основном от свойств пласта и мало меняется при вариациях температуры. Вследствие незнания истинного распределения фаз в любой точке пористой среды берут среднюю эквивалентную объемную теплоемкость  $(\overline{\rho c})^*$ , что позволяет с учетом перемещения температурного профиля записать:

$$\int_{x_1}^{x_2} \sum \left[ \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{m_j}{v} \mathcal{H}_j \right) \right] d\xi = (\overline{\rho c})^* (T_n - T_r) u_b \quad (6.5)$$

Если принять за  $T_r$  начальную температуру для энтальпий, уравнение (6.4) принимает вид:

$$\dot{m}_{g_1} [\mathcal{H}_g(T_n) - \mathcal{H}_g(T_r)] + \left( \frac{m_c}{v} \right) Q u_b = (\overline{\rho c})^* (T_n - T_r) u_b \quad (6.6)$$

Выразим  $\dot{m}_{g_1}$  следующим образом:

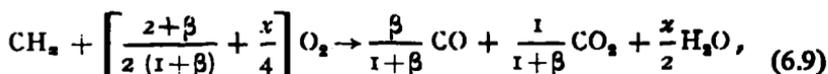
$$\dot{m}_{g_1} = \rho_g V_{gf} \quad (6.7)$$

где  $\rho_g$  — плотность нагнетаемого газа, насыщенного кислородом, взятая при стандартных условиях (15 °С и 760 мм рт. ст. или же 1,226 кг/м<sup>3</sup> для воздуха);  $V_{gf}$  — расход насыщенного кислородом газа на фронте горения в единицу времени.

Отношение  $V_{gf}/u_b$  связано с количеством топлива в единице объема пористой среды  $(m_c/v)$  и стехиометрическим коэффициентом  $\alpha$ , если кислород потребляется полностью при сгорании. Если же доля нагнетаемого кислорода, потребляемая в реакции горения, составляет  $X_u$ , то

$$\frac{V_{gf}}{u_b} = \frac{\alpha(m_c/v)}{X_u} \quad (6.8)$$

Будем считать, что реакция горения подчиняется уравнению



где  $\beta$  — молярное отношение CO/CO<sub>2</sub> в газообразных продуктах реакции;  $x$  — атомное отношение водород/углерод для топлива.

Если окислитель представляет собой смесь кислорода и азота, можно показать, что

$$\alpha = \frac{\gamma (1 + N_2/O_2)}{12 + x} \left[ \frac{2 + \beta}{1 + \beta} + \frac{x}{2} \right], \quad (6.10)$$

где  $\gamma = 11,82 \text{ нм}^3/\text{кг}$ ;  $N_2$  и  $O_2$  — обозначения мольных долей азота и кислорода в окислителе.

При нагнетании воздуха ( $O_2 = 21 \%$ ,  $N_2 = 79 \%$ ) получаем:

$$\gamma (1 + N_2/O_2) = 56,3 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Подставив (6.7) и (6.8) в (6.6), имеем

$$\frac{V_{af}}{u_b} = \frac{(\overline{\rho c})^* (T_B - T_r)}{\frac{X_u}{x} Q + \rho_v [\mathcal{H}_v^*(T_B) - \mathcal{H}_v^*(T_r)]}. \quad (6.11)$$

Численные исследования показывают, что величина члена  $\rho_g [\mathcal{H}_g(T_B) - \mathcal{H}_g(T_r)]$  лежит в пределах 10–17 % от  $X_u Q/a$  при сжигании в воздухе и в пределах 2–3,5 % от  $X_u Q/a$  при сжигании в чистом кислороде.

Рассмотрим случай использования воздуха в качестве окислителя, а также полного сгорания топлива с величиной атомарного отношения водород/углерод, равной единице ( $X_u = 1$ ,  $\beta = 0$ ,  $N_2/O_2 = 79/21$ ). Здесь  $a = 10,83 \text{ нм}^3/\text{кг}$ .

Положим, что  $(\overline{\rho c})^* = 430 \text{ ккал}/(\text{м}^{\circ}\text{С})$  ( $1800 \text{ кДж}/\text{м}^{\circ}\text{С}$ ),  $Q = 10\,000 \text{ ккал}/\text{кг}$  ( $42\,000 \text{ кДж}/\text{кг}$ ),  $T_r = 20^{\circ}\text{С}$ ,  $p = 10 \text{ бар}$  и предельная температура затухания процесса горения  $(T_B)_{cr} = 350^{\circ}\text{С}$ . Тогда минимальное количество воздуха, который должен попасть на фронт горения для обеспечения его продвижения, равно

$$\left( \frac{V_{af}}{u_b} \right)_{cr} = \left( \frac{V_{af}}{u_b} \right)_{cr} = 138 \text{ нм}^3/\text{м}^3,$$

а соответствующее количество топлива составит

$$\left( \frac{m_c}{v} \right)_{cr} = 12,7 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Эти данные хорошо согласуются с экспериментальными результатами, полученными Шовальтером [6.3] в адиабатической камере. Он получил следующие минимальные параметры, необходимые для поддержания сухого горения  $(T_B)_{cr} = 345^{\circ}\text{С}$ ,  $(m_c/v)_{cr} = 12,3 \text{ кг}/\text{м}^3$  и  $(V_{gf}/u_b)_{cr} = (V_{af}/u_b)_{cr} = 140 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  воздуха (см. рис. 5.11).

На практике можно заменить изменение объемной энтальпии воздуха приближенным выражением. При этом соотношение (6.11) принимает вид:

$$\frac{\dot{V}_{ar}}{u_b} \approx \frac{(\rho c)^* (T_n - T_r)}{\frac{X_u}{\alpha} Q + \rho_a \bar{c}_a (T_u - T_r)}, \quad (6.12)$$

где  $\rho_a \bar{c}_a$  — средняя объемная теплоемкость воздуха при изменении температуры от  $T_r$  до  $T_u$ .

Если принять  $c_a = 0,24$  ккал/(кг $^{-1}$ ·°С $^{-1}$ ) и  $\rho_a = 1,226$  кг/м $^3$ , то  $\rho_a \bar{c}_a = 1,23$  кДж/(м $^3$ ·°С $^{-1}$ ), а погрешность в определении  $V_{ar}/u_b$  не превышает 1%.

Соотношение (6.12) выгодно отличается от (6.11) простотой выражения  $T_B$ :

$$T_u - T_r \approx \frac{\frac{Q X_u}{\alpha} \frac{V_{ar}}{u_b}}{(\rho c)^* - \rho_a \bar{c}_a \frac{V_{ar}}{u_b}} = \frac{Q \left( \frac{m_c}{v} \right)}{(\rho c)^* - \frac{\alpha \rho_a \bar{c}_a}{X_u} \left( \frac{m_c}{v} \right)}. \quad (6.13)$$

**Влажное горение.** Для влажного горения задача ставится несколько иначе, чем для сухого. Действительно, экспериментальные результаты указывают, что при определенных условиях (давлении, отношении объемов вода—воздух и количестве кокса в единице объема пористой среды) температурный профиль имеет горизонтальную касательную в точке начала конденсации водяного пара (см. рис. 6.2, б). Температура  $T_v'$  в данной точке несколько ниже температуры насыщения воды при данном давлении, и требуется найти условия, при которых возможно существование площадки на кривой профиля температуры. Если они реализуются, то при переходе через точку начала конденсации водяного пара теплопроводность обращается в нуль. Появляется возможность рассматривать два контрольных объема — один в области между точками  $x_1$  и  $x_2$ , а второй — между  $x_1$  и  $x_3$ .

Из экспериментов видно, что температурный профиль между точками  $x_1$  и  $x_2$  имеет тенденцию к быстрому поступательному перемещению, сделав те же допущения, что и для случая сухого горения, и приняв за  $T_v'$  начальную температуру для отсчета энтальпий, запишем уравнение теплового баланса в виде, аналогичном уравнению (6.6):

$$\begin{aligned} \dot{m}_r [\mathcal{H}_v(T_n^*) - \mathcal{H}_v(T_r')] + \dot{m}_r [\mathcal{H}_v(T_n^*) - \mathcal{H}_v(T_v^*)] \\ + \left( \frac{m_c}{v} \right)^* Q u_n^* = \overline{(\rho c)^*} (T_n^* - T_v^*) u_n^*. \end{aligned} \quad (6.14)$$

Здесь использованы те же индексы, что и в уравнениях для сухого горения, только величины, отличные по своим значениям от величин,

характерных для сухого горения, отмечены звездочкой, например,  $T_B^*, u_b^* (m_c/v)^*$ .

Что же касается второй части кривой профиля температуры, то, как видно (см. рис. 6.2, б), экспериментальные данные указывают на установление псевдостабильлизованного режима, при котором скорости продвижения точек с температурами  $T'_v$  и  $T_r$  постоянны и равны  $u_c^*$ , причем  $u_c^* > u_b^*$ . При этом тепловой, а следовательно, и гидродинамический режимы являются стабилизированными и можно заменить реальный температурный профиль приближенным, имеющим вид ступеньки (см. рис. 6.2, б).

Проводя рассуждения, аналогичные описанным выше, и приняв за  $T_r$  начальную температуру для энтальпий, получим следующую запись теплового баланса:

$$\dot{m}_v [\mathcal{H}_v(T_B^*) - \mathcal{H}_v(T_r)] + \dot{m}_r [\mathcal{H}_r(T_B^*) - \mathcal{H}_r(T_r)] + \left(\frac{m_r}{v}\right)^* Q_{H_2} = (\rho c)^* [(T_B^* - T'_v) u_b^* + (T'_v - T_r) u_c^*]. \quad (6.15)$$

Сокращая почленно (6.14) и (6.15), получаем:

$$\dot{m}_v [\mathcal{H}_v(T'_v) - \mathcal{H}_v(T_r)] + \dot{m}_r [\mathcal{H}_r(T'_v) - \mathcal{H}_r(T_r)] = (\rho c)^* (T'_v - T_r) u_c^* \quad (6.16)$$

Массовая скорость нагнетаемой воды, поступающей на фронт горения, записывается в виде

$$\dot{m}_e = \rho_e V_{ef}, \quad (6.17)$$

где  $\rho_e$  — плотность воды;  $V_{ef}$  — объемная скорость воды, поступающей на фронт горения (обе величины взяты при стандартных условиях).

Подставляя (6.7), (6.8) и (6.17) в (6.14), получаем:

$$\left(\frac{V_{ef}}{u_b}\right)^* = \frac{(\rho c)^* (T_B^* - T'_v)}{\frac{X_{H_2}}{\alpha} Q + \rho_v [\mathcal{H}_v(T_B^*) - \mathcal{H}_v(T'_v)] + \rho_r \left(\frac{V_r}{V_v}\right)}, \quad (6.18)$$

$$[\mathcal{H}_r(T_B^*) - \mathcal{H}_r(T'_v)]$$

и, проделав то же с (6.16), имеем:

$$\left(\frac{V_{af}}{u_r}\right)^* = \frac{\overline{(\rho c)^*} (T'_s - T_r)}{\rho_s [\mathcal{H}_s(T'_s) - \mathcal{H}_s(T_r)] + \rho_r \left(\frac{V_r}{V_s}\right)_r [\mathcal{H}_s(T'_s) - \mathcal{H}_s(T_r)]}, \quad (6.19)$$

Откуда

$$\begin{aligned} \left(\frac{u_c}{u_b}\right)^* &= \frac{T_s^* - T_r}{T'_s - T_r} \frac{\rho_s [\mathcal{H}_s(T'_s) - \mathcal{H}_s(T_r)]}{\frac{X_s}{\alpha} Q + \rho_s [\mathcal{H}_s(T_s^*) - \mathcal{H}_s(T'_s)]} \longrightarrow \\ &\longrightarrow + \frac{\rho_r \left(\frac{V_r}{V_s}\right)_r [\mathcal{H}_s(T'_s) - \mathcal{H}_s(T_r)]}{\frac{X_s}{\alpha} Q + \rho_s [\mathcal{H}_s(T_s^*) - \mathcal{H}_s(T'_s)]} \longrightarrow \\ &\longrightarrow + \frac{\rho_r \left(\frac{V_r}{V_s}\right)_r [\mathcal{H}_s(T'_s) - \mathcal{H}_s(T_r)]}{\frac{X_s}{\alpha} Q + \rho_s [\mathcal{H}_s(T_s^*) - \mathcal{H}_s(T'_s)]} \longrightarrow \end{aligned} \quad (6.20)$$

При этом  $(u_c/u_b)^* > 1$ . Если  $(u_c/u_b)^* < 1$ , горение затухает. Однако это положение не соответствует действительности. На самом деле, если  $u_c^* = u_b^*$ , уравнение (6.14) перестанет быть верным. Если весь профиль температуры, как в случае сухого горения, перемещается поступательно (см. рис. 6.2, а) со скоростью  $u_b^*$ , то уравнение (6.15) приобретает вид:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{s1} [\mathcal{H}'_s(T_s^*) - \mathcal{H}_s(T_r)] + \dot{m}_{r1} [\mathcal{H}_r(T_s^*) - \mathcal{H}_r(T_r)] \\ + \left(\frac{m_c}{v}\right)^* Q u_b^* = \overline{(\rho c)^*} (T_s^* - T_r) u_b^*, \end{aligned} \quad (6.21)$$

откуда

$$\begin{aligned} \left(\frac{V_{af}}{u_b}\right)^* &= \frac{\overline{(\rho c)^*} (T_s^* - T_r)}{\frac{X_s}{\alpha} Q + \rho_s [\mathcal{H}_s(T_s^*) - \mathcal{H}_s(T_r)] + \rho_r \left(\frac{V_r}{V_s}\right)_r} \longrightarrow \\ &\longrightarrow [\mathcal{H}'_s(T_s^*) - \mathcal{H}_s(T_r)] \end{aligned} \quad (6.22)$$

На рис. 6.3 представлены результаты расчетов величины  $(u_c/u_b)^*$  при использовании воздуха в качестве окислителя (скорость потока через фронт горения  $V_{af}$ ). Допущения об эквивалентной теплоемкости пористой среды те же, что и для случая сухого горения. Будем считать,

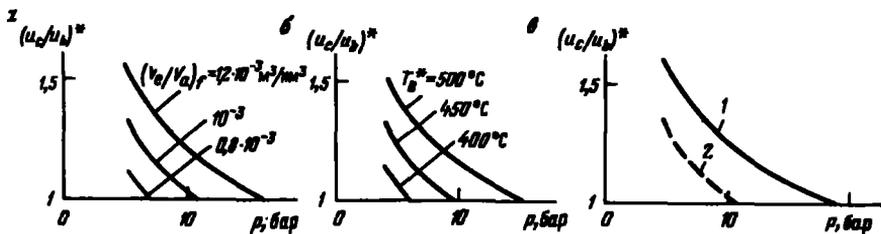


Рис. 6.3. Зависимость отношения скоростей фронтов конденсации и сгорания при влажном горении  $(U_c/U_b)^*$  от давления:

а — при различных отношениях объемов вода—воздух для температуры сгорания  $T_B^* = 450^\circ\text{C}$  ( $T_v$  — температура насыщения воды при давлении  $p$ ); б — при различных температурах  $T_B^*$  для отношения объемов вода—воздух, равного  $10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$  ( $T_v$  — температура насыщения воды при давлении  $p$ ); в — при  $T_B^* = 450^\circ\text{C}$  и отношении объемов вода—воздух, равном  $10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; 1 — температура насыщения воды при ее парциальном давлении; 2 — температура насыщения воды при давлении  $p$

что процесс сгорания кокса описывается уравнением (6.9) с  $\beta = 0$  и  $x = 1$ , причем давление и температура внутри пласта связаны следующим образом:

$$T_r = 20 + 0,3 p,$$

где  $T_r$  — ( $^\circ\text{C}$ ), а  $p$  — (бар).

Это соотношение учитывает гидростатическое давление и нормальный ( $3^\circ\text{C}$  на 100 м) геотермический градиент.

Допустим, что  $T_v'$  — температура насыщения воды при давлении  $p$ . Допущение, на котором основаны все предшествующие выводы, состоит в том, что  $T_v'$  является максимальной температурой. Можно сделать и иное допущение, состоящее в том, что газообразная фаза в пласте представляет собой смесь идеальных газов, находящихся в состоянии термодинамического равновесия. Из этого следует, что  $T_v'$  — температура насыщения воды при нормальном давлении в начальной стадии конденсации водяного пара, т. е. минимальная температура (рис. 6.3, в).

Из рис. 6.3 видно, что, начиная с 15–20 бар, возможно полное отсутствие всякой „ступеньки“ при температуре  $T_v'$  (что хорошо согласуется с данными лабораторных исследований).

Интересно провести сравнение (при одинаковом повышении температуры) значений  $(V_{af}/u_b)$  при сухом (уравнение 6.11) и влажном горении для достаточно высоких давлений (уравнение 6.22). Пусть  $X_u = 1$  и для влажного горения  $(V_e/V_a)_f = 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$  (значение, близкое к граничному, при котором происходит исчезновение зоны высокой температуры — см. раздел 5.3.3). Тогда для любого давления можно получить одинаковые уровни температуры при различающихся почти вдвое величинах  $V_{af}/u_b$ , причем при сухом горении  $V_{af}/u_b$  выше, чем при влажном. Отсюда следует, что минимальное количество топлива, требуемое для

поддержания процесса, значительно меньше при влажном горении, чем при сухом. Опираясь на приведенные выше допущения и полагая  $(T_B^*)_{cr} - T_r = 380^\circ\text{C}$  (значение, меньшее чем при сухом горении), находим, что  $(V_{af}/u_b)_{cr}^* \approx 91 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  и  $(m_c/v)_{cr}^* = 8,4 \text{ кг/м}^3$ <sup>1</sup>. Эти цифры хорошо согласуются с экспериментальными данными, полученными на лабораторных стендах при использовании адиабатических рабочих камер. Еще более низкие значения можно получить, если существует возможность поддерживать режим сверхвлажного горения.

Было предложено рассмотреть условия теплового баланса при перемещении фронта горения для оценки протяженности слоя пара при совместном нагнетании воды и воздуха (с учетом тепловых потерь в окружающие породы [6.5]). Формулировка задачи аналогична поставленной Марксом и Лонгенхеймом для вытеснения паром [6.25], но в данной задаче учитывается продвижение фронта горения, что приводит к определению пределов зоны пара в области за фронтом.

Определение профилей температуры. К настоящему времени разработан ряд аналитических решений уравнений сохранения энергии для простого моделирования распространения сухого горения в слутном потоке при линейной или радиальной геометрии. При этом принимают некоторые упрощающие допущения относительно теплообмена: в большинстве случаев пористую среду рассматривают как эквивалентную единую непрерывную среду (раздел 1.4.2), явлениями парообразования и конденсации пренебрегают; фронт горения считают бесконечно тонким: количество воздуха, необходимое для выжигания единичного объема пласта, полагают постоянным, так же, как и количество тепла, выделяемого на единицу массы потребляемого кислорода.

В моделях с радиальной геометрией фронт горения представляется цилиндрическим источником тепла конечной или бесконечной длины, находящимся в движении (рис. 6.4).

Если расход нагнетаемого воздуха на единицу длины  $\omega = v_a/H$  постоянен, то скорость фронта горения  $u_b \sim 1/r_b$ .

Действительно

$$\frac{V_a}{u_b} = \frac{\dot{\omega}}{2\pi r_b u_b} = a, \quad (6.23)$$

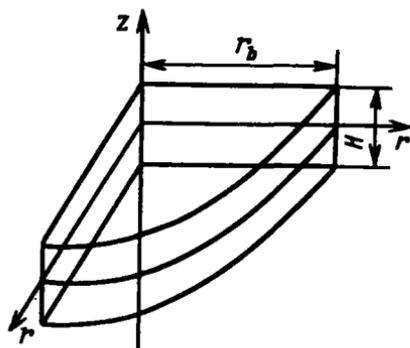
$$u_b = \frac{dr_b}{dt} = \frac{\dot{\omega}}{2\pi a r_b}, \quad (6.24)$$

т. е.

$$r_b^2 = r_b^0{}^2 + \frac{\dot{\omega}}{\pi a} t. \quad (6.25)$$

<sup>1</sup>При методике расчета, справедливой для сухого горения (уравнения 6.11 и 6.12), положив  $(T_B^*)_{cr} - T_r = 380^\circ\text{C}$ , можно получить:  $(V_{af}/u_b) \approx 157 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  и  $(m_c/v) \approx 14,5 \text{ кг/м}^3$ .

Рис. 6.4. Геометрическая модель пласта и окружающих пород



Вспомним, что  $V_a$  — расход воздуха, отнесенный к поверхности фронта горения,  $a = V_a/u_b$  — необходимое количество воздуха и  $r_b$  — начальный радиус фронта.

Другой метод учитывает, что расход воздуха на единицу толщины пласта пропорционален радиусу  $r_b$ :

$$\dot{\omega} = \frac{\dot{v}_a}{H} = kr_b. \quad (6.26)$$

Откуда

$$\begin{aligned} \frac{V_a}{u_b} &= \frac{k}{2\pi u_b} = a; \\ u_b &= \frac{dr_b}{dt} = \frac{k}{2\pi a} \end{aligned} \quad (6.27)$$

и, если при  $t = 0$  радиус фронта равен нулю, то

$$r_b = \frac{kt}{2\pi a}. \quad (6.28)$$

Расход воздуха  $V_a$  и скорость  $u_b$  постоянны и радиус  $r_b$  линейно возрастает со временем  $t$ .

В первых расчетах температурных профилей при радиальном распространении тепла учитывали только теплообмен за счет теплопроводности [6.6], [6.7]. В слое конечной толщины тепловые потери в окружающие породы приводят к исчезновению фронта горения, если расход воздуха слишком мал.

Совместное влияние процессов теплопереноса, обусловленного теплопроводностью и конвекцией, впервые было рассмотрено Баклеем и Ларкиным [6.8] при очень специфических условиях. Они допустили, что либо тепловые потери в вертикальном направлении равны нулю, либо градиент температуры бесконечен на границе слоя (считали, что температура на кровле и на подошве пласта равна его температуре  $T_f$ ). Этот последний случай рассматривался только в задаче с линейной геометрией.

Более разработанная модель была предложена Томасом [6.9]. Он

допускает, что с гидро- и термодинамической точек зрения слой имеет бесконечную толщину, причем расход воздуха одинаков во всех точках вертикальной плоскости. Зато зона горения аппроксимируется источником тепла конечной высоты  $H$ , меньшей или равной истинной толщине пласта. Таким образом, здесь проведено разграничение вмещающих пород и непосредственно пласта. В дополнение к упрощающим допущениям Томас пренебрегает в уравнении теплового баланса течением жидкостей, но рассматривает перенос энтальпии газами в радиальном направлении. Однако теплоперенос в вертикальном направлении обусловлен исключительно теплопроводностью. Автор допускает, что тепловые параметры независимы от температуры и давления и их величины неизменны во всем рассматриваемом объеме. Считается, что кислород нагнетаемого воздуха полностью потребляется на фронте горения.

В рассматриваемом случае уравнение сохранения энергии (1.36) с учетом члена, описывающего источник тепла, записывается следующим образом:

$$\lambda^* \left[ \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] - \frac{\rho_a c_a \dot{\omega}}{2\pi r} \frac{\partial T}{\partial r} + \dot{q}_c = (\rho c)^* \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (6.29)$$

где  $\lambda^*$  — эквивалентный коэффициент теплопроводности среды, обладающей объемной теплоемкостью  $(\rho c)^*$ ;  $\rho_a c_a$  — удельная теплоемкость воздуха, нагнетаемого с расходом  $\dot{\omega}$  на единицу толщины пласта.

Член  $\dot{q}_c$  определяется с учетом расположения начальной точки оси  $z$  в средней плоскости сечения источника тепла (см. рис. 6.4) в виде

$$\dot{q}_c = \Omega(z, H/2) Q_i \frac{m_c}{v} u_b \delta(r - r_b), \quad (6.30)$$

где  $Q_i$  — теплотворная способность топлива;  $m_c/v$  — масса топлива в единице объема пористой среды;  $u_b$  — скорость распространения фронта горения.

Член  $\delta(r - r_b)$  — функция Дирака, обратно пропорциональная длине. Причем  $r_b$  — радиус фронта горения, а функция  $\Omega(z, H/2) = 1$  при  $|z| < H/2$  и  $\Omega(z, H/2) = 0$  при  $|z| > H/2$ .

Решение уравнения (6.29) относительно  $T(r, z, t)$  должно удовлетворять следующим условиям:

$$T(r, z, 0) = T_r \text{ — начальное условие;}$$

$$T(\infty, \infty, t) = T_r \text{ — граничное условие.}$$

Решение методом подбора подходящей функции Грина приводит к следующему результату:

$$T(r, z, t) - T_r = \frac{Q_i(m_c/v)\dot{\omega}}{8\pi\lambda^*} r r_c \int_0^t \exp\left(-\frac{r^2 + \dot{\omega}\tau/(\pi a)}{4\lambda^*(t-\tau)/(\rho c)^*}\right) \frac{x}{(t-\tau)[\dot{\omega}\tau/(\pi a)]^{r_0/2}} dx$$

$$\times I_{Pe} \left[ \frac{r \sqrt{\omega \tau / (\pi a)}}{2 \sqrt{\lambda^* (t - \tau) / (\rho c)^*}} \right] \cdot \left[ \operatorname{erf} \frac{z + \frac{H}{2}}{2 \sqrt{\lambda^* (t - \tau) / (\rho c)^*}} + \right. \\
 \left. + \operatorname{erf} \frac{\frac{H}{2} - z}{2 \sqrt{\lambda^* (t - \tau) / (\rho c)^*}} \right] d\tau, \quad (6.31)$$

где  $a$  — необходимое количество воздуха;  $Pe = \rho_a c_a \dot{\omega} / (H \pi \lambda^*)$  — число Пекле;  $I_{Pe}$  — модифицированная функция Бессели первого рода и порядка  $Pe$ ;  $\operatorname{erf}$  — функция, определенная в разделе 4.1.3.

Если  $Pe = 0$ , получим решение с учетом только теплопроводности, приведенное в [6.6] и [6.7]. Если  $H$  бесконечна, то решение принимает вид, аналогичный решению для нулевого градиента температуры в вертикальном направлении [6.8].

Ясно, что уравнение (6.31) должно решаться численными методами (рис. 6.5). Воздействие со стороны теплообмена в вертикальном направлении проявляется в снижении температуры при отклонении от центральной плоскости пласта. Более того, уменьшение потока воздуха на фронте горения при его распространении в радиальных направлениях приводит к падению максимальной температуры во времени. В численной модели, рассматривающей те же допущения, что и модель Томаса, за исключением допущения, касающегося окружающих пород (здесь окружающие породы считаются непроницаемыми) [6.10], аналитическое решение для проницаемой области бесконечной высоты приводит к значениям максимальной температуры, на 5–10 % превышающим ее значения, полученные в рамках модели Томаса.

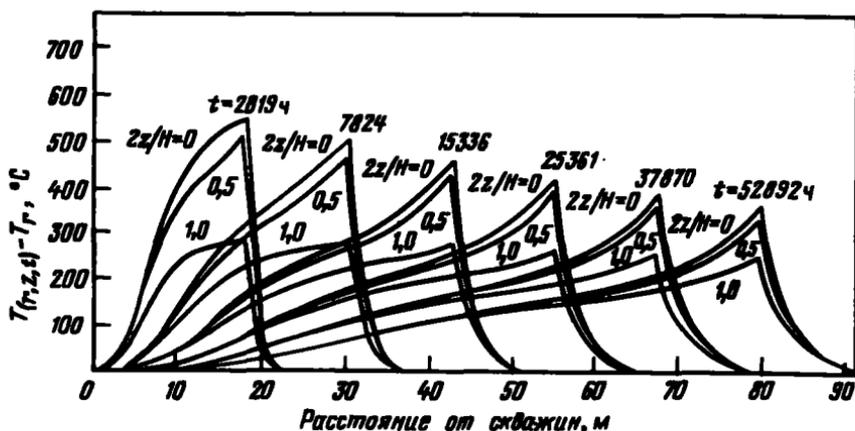


Рис. 6.5. Зависимость профилей температуры в пласте от времени. Результаты расчетов по модели Томаса [6.9]: расход воздуха на единицу высоты:  $\dot{\omega} = 87$  км<sup>3</sup>·м<sup>-1</sup>·ч<sup>-1</sup>; количество топлива:  $m_C/V = 24$  кг/м<sup>3</sup>

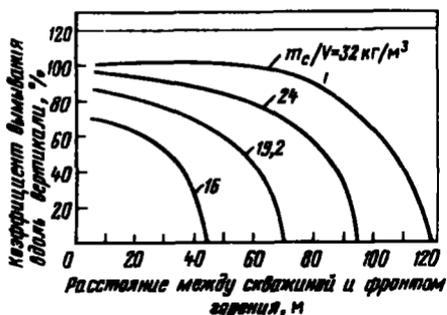


Рис. 6.6. Вымывание вдоль вертикали пласта при прохождении зоны, внутри которой повышение температуры превосходит  $\Delta T_{cr} = 330^\circ\text{C}$  [6.9]. Условия аналогичны условиям, приведенным на рис. 6.5.

Допустим, что фронт горения затухает, если увеличение температуры относительно ее начального значения в пласте ниже критической величины  $\Delta T_{cr}$ , равной  $330^\circ\text{C}$  [6.9] или  $360^\circ\text{C}$  [6.10]. Внешняя граница затухания, соответствующая полному прекращению горения, достигается при повышении максимальной температуры в горячей зоне на  $\Delta T_{cr}$ . Однако тенденция к затуханию проявляется до достижения граничного значения: при радиальном распространении фронта горения наблюдается непрерывное снижение коэффициента охвата процессом вымывания пласта по толщине  $H$  при прохождении зоны, где увеличение максимальной температуры превосходит  $\Delta T_{cr}$  (рис. 6.6). На основании этих результатов были рассчитаны расходы воздуха, проходящего через фронт горения, соответствующие данным по вертикальному охвату пласта при прохождении через него зоны, температура которой превосходит критическую (рис. 6.7). Из этих углов видно, что затухание процесса происходит тем быстрее, чем меньше топлива или необходимого количества воздуха.

Как отмечено в [6.11], приближение источника тепла постоянной высоты не всегда согласуется с приближением нагнетания воздуха на неограниченную глубину. Действительно, если температура на фронте горения превышает минимальную температуру горения, выжженная зона начнет увеличиваться до достижения высоты  $H$ , на которой проис-

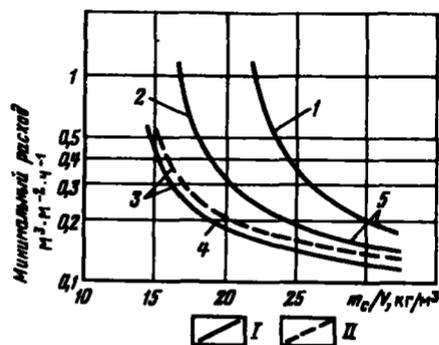


Рис. 6.7. Зависимость критического расхода воздуха через фронт горения от количества топлива для различных объемов вымывания вдоль вертикали пласта при прохождении зоны с  $\Delta T > \Delta T_{cr}$ :

$I$  — аналитическая модель Томаса [6.9]  $\Delta T_{cr} = 330^\circ\text{C}$ ;  $II$  — численная модель Шу [6.10]  $\Delta T_{cr} = 360^\circ\text{C}$ ; 1 — вымывание вдоль вертикали 90%; 2 — вымывание вдоль вертикали 70%; 3 — вымывание вдоль вертикали 0%; 4 — внешняя граница затухания; 5 — начало процесса затухания

ходит зажигание. Получаемый из этого закон изменения температуры был использован при расчете минимального расхода воздуха через фронт горения, соответствующего внешней границе затухания. Эта экстремальная величина  $V_{a_{ext}}$  слабо зависит от расхода нагнетания и обратно пропорциональна толщине пласта [6.11].

Следует, однако, отметить, что аналитические модели строятся в предположении равномерности распределения воздуха по всей высоте пласта, хотя в реальных условиях воздух стремится распространяться вдоль его кровли. Считается, что для поддержания горения подачей воздуха в довольно обширную (по вертикали) область пласта необходимо обеспечить расход нагнетаемого воздуха на единицу толщины пласта, существенно превышающий его предельное значение для затухания процесса горения, получаемое из простых моделей, не учитывающих неоднородность распределения воздуха в толще пласта. Как будет показано в разделе 6.2, обычно минимальный расход воздуха должен быть порядка  $0,5 - 1 \text{ м}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$ .

Для задач с линейной геометрией при наличии приведенных выше упрощающих допущений также были получены аналитические решения для поля температур [6.12], [6.13]. В работе [6.13] дан расчет доли общего количества выделившегося при горении тепла, остающегося в пласте, при учете тепловых потерь в поперечном направлении. Верхней границей полученных решений является решение Ловьерье или Маркса и Лонгенгейма, приведенное в гл. 4 для случая нагнетания теплоносителей.

#### 6.1.4. Численные модели внутрипластового горения

К численным моделям для слутного потока, достаточно разработанным для описания реальных условий, обратились несколько позже, чем к моделям нагнетания теплоносителей. Здесь будут представлены лишь модели, учитывающие перемещение многофазных смесей. Ряд из них может быть использован для описания и других тепловых процессов, например нагнетания теплоносителей. Достаточно лишь исключить из уравнений сохранения энергии и массы члены, соответствующие химическим реакциям, и ввести граничные условия, характерные для рассматриваемой задачи.

В гл. 5 отмечалась возможность использования некоторых одномерных численных моделей для интерпретирования лабораторных экспериментов по внутрипластовому горению как в слутном потоке, так и при противотоке. Ряд работ посвящен повышению точности описания реальных явлений, а также совершенствованию методик расчетов.

При описании процессов большинство специалистов учитывают три типа реакций (см. гл. 5), что позволяет дать точное описание явлений, происходящих при сухом и влажном горении:

- окисление компонентов нефти при низкой температуре;
- образование кокса из тяжелых фракций нефти;
- сгорание кокса.

В действительности число реакций значительно больше, если нефть содержит несколько составляющих, способных окисляться при низкой температуре, причем каждое вещество характеризуется своей кинетикой окисления [6.14] – [6.18]. Запись скоростей реакции аналогична соотношениям (5.6), (5.8) и (5.9). Обычно допускают, что порядки реакций равны единице, и возможное влияние удельной поверхности коллектора учитывается в предэкспоненциальном множителе. Для ограничения воздействия отложений кокса иногда вводятся дополнительные корректирующие члены [6.15], [6.18].

Кокс, а также легколетучие жидкие или газообразные фракции образуются из составляющих нефти. Когда нефть имеет много составляющих, то считают, что кокс образуется из тяжелых фракций. Если нефть испаряется, то газообразные углеводороды иногда относят к нерекционноспособным.

Если кокс рассматривать в качестве индивидуального компонента, следует учитывать свойства следующих четырех фаз:

- газообразной фазы, содержащей кислород, инертные составляющие нефти и, в некоторых случаях, окисляющиеся вещества;
- двух жидких фаз: воды и нефти;
- твердой фазы (кокса), не участвующей в перемещении.

Обычно две жидкие фазы не смешиваются, за исключением случая, описанного в работе [6.16], где рассматривается возможность образования эмульсий. Фазовые переходы описываются уравнениями равновесия; растворение газов в жидкостях обычно не рассматривается. Модели, включающие детальное описание процессов, могут быть одномерными [6.14], [6.17], двумерными [6.15] и трехмерными [6.16] и [6.18]. В примерах использования этих моделей пространство разбивается на относительно небольшие ячейки (обычно не более чем на 100). При этом получается хорошее представление явлений, наблюдаемых в лабораторных экспериментах по вытеснению в одномерных условиях, так как размер ячеек может быть меньше размеров зон реакций. Однако их использование применительно к сухому или влажному горению при размерах ячеек (~ 10 м), значительно превышающих размер зоны горения, может дать сильно искаженную картину действительности. В частности, допущение экспоненциальной зависимости скорости течения реакций от температуры приводит к искажению температурных профилей.

В других численных моделях (например, в модели Готтфрида [6.19]) считают, что осуществляется только одна химическая реакция согласно кинетическому закону, описываемому соотношением (5.6), предложенным для окисления фракций нефти при низкой температуре [6.20], [6.21]. Подобный способ хорошо описывает режим сверхвлажного горения даже для численных моделей реального пласта, так как такая методика горения характеризуется наличием очень протяженной зоны реакции с постоянным температурным режимом (см. раздел 5.3.3). В одной из таких моделей [6.20] учитываются растворение углекислого газа в нефти и его воздействие на ее вязкость и плотность.

В моделях третьего типа полагают, что горение, обеспечиваемое

Таблица 6.1

## Численные модели процесса горения

Первый автор и ссылка	Размерность модели	Число фаз	Число компонентов		Число химических реакций	Учет кинетики	Учет силы тяжести и капиллярного давления	Учет дисперсии нефти	Учет растворения газов в нефти	Учет сжимаемости окружающей породы	Относительная проницаемость <sup>2</sup>	Вязкость нефти <sup>2</sup>	Вязкость газов <sup>2</sup>	Плотность нефти <sup>2</sup>
			фаза нефти	газовая фаза (1)										
Верма [6.14]	1	4	1	4	4	Да	Нет	Да	Нет	Нет	?	?	?	?
Рубин [6.17]	1	4	2	5	4	Да	Нет	Да	Нет	Нет	$k_r(S, T)$	$\mu_h(T, 2l)$	$\mu_g(T)$	$\rho_h(p, T, 2l)$
Сотманен [6.24]	1	3	1	3	1	Да	Нет	Нет	Нет	Нет	?	$\mu_h(T)$	$\mu_g(T, 3l)$	$\rho_h(p, T)$
Крукстон [6.15]	2	4	2	5	4	Да	Да	Да	Нет	Нет	$k_r(S)$	$\mu_h(T, 2l)$	$\mu_g(p, T, 5l)$	$\rho_h(p, T, 2l)$
Фарук Али [6.20]	2	3	1	3	1	Да	Да	Нет	Да	?	$k_r(S, T)$	$\mu_h(T, 1l)$	?	$\rho_h(T, 1l)$
Алирза [6.21]	2	3	1	3	1	Да	Да	Нет	Нет	Нет	$k_r(S)$	$\mu_h(T)$	?	?
Гравовски [6.16]	3	4	<i>n</i>	<i>n</i>	<i>n</i>	Да	Да	Да	Нет	Да	$k_r(S)$	$\mu_h(T, nl)$	$\mu_g(T)$	$\rho_h(p, T, nl)$
Котс [6.18]	3	4	<i>n</i>	<i>n</i>	<i>n</i>	Да	Да	Да	Нет	Да	$k_r(S, T)$	$\mu_h(T, nl)$	$\mu_g(T, nl)$	$\rho_h(p, T, nl)$
Янгрен [6.22]	3	3	1 или 2	4 или 3	1	Нет	Да	Возможно Нет	Возможно Нет	Да	$k_r(S, T)$	$\mu_h(T, 1l)$	$\mu_g(p, T, 4l)$	$\rho_h(p, T, 1l)$
Хванг [6.23]	3	3	1	3	1	Нет	Сила тяжести	Нет	Нет	?	?	?	?	?

<sup>1</sup> O<sub>2</sub>, окислы углерода и азота, водяной пар; (*n* - 3) - число углеводородных компонентов, за исключением работы [6.22], в которой допускается изменение свойств и состава компонентов.

<sup>2</sup> Плотность - функция насыщенности *S*, температуры *T*, числа компонентов *n<sub>i</sub>*.

единственной реакцией, протекает мгновенно (скорость реакции бесконечно велика) в тех ячейках, где кислород вступает в контакт с топливом [6.22] и [6.23]. Реакция протекает в ячейках, образующих пограничный слой между зоной за фронтом горения, где концентрация кислорода еще составляет конечную величину, но не осталось нефти, и зоной перед фронтом, содержащей нефть, но не содержащей кислород. В [6.22] дано довольно полное описание нисходящих процессов. Рассмотрены пять компонентов, два из которых могут присутствовать как в жидкой, так и в газообразной фазах, что позволяет учитывать или дистилляцию нефти, или растворение газа в ней. В [6.23] фронт горения рассматривается как поверхность раздела, проходящая по тем ячейкам, где протекает экзотермическая реакция. Этот тип моделей не позволяет учитывать возможность неполной утилизации кислорода и рассматривать проблему спонтанного затухания или розжига. Более того, в этих моделях требуется проводить такое согласование параметров течения, при котором количество нефти, остающееся в ячейках, заполненных кислородом, соответствует количеству имеющегося в наличии топлива для каждого рассматриваемого случая. Подобные модели позволяют работать с ячейками довольно больших размеров.

Уравнения задачи решаются в конечных разностях. Методы решения индивидуальны. Однако обычно из уравнений формируют систему основных переменных, решаемую в неявном виде. Различие в приемах применения численных методов, использованных Готтфридом [6.19], с одной стороны, и авторами более современной лабораторной модели [6.24] — с другой, является, видимо, основной причиной улучшения свойств последней модели, хотя рассматриваемая в ней феноменология процессов очень близка к феноменологии процессов в первой модели.

Характеристики основных опубликованных численных моделей горения приведены в табл. 6.1.

### 6.1.5. Физические модели

Преимущества и недостатки физических моделей, а также требования подобия, которые необходимо выполнять для правильного соблюдения масштабов явлений, были рассмотрены в гл. 4 для нагнетания в пласт теплоносителей. Физическое моделирование внутрипластового горения должно основываться в принципе на тех же критериях, что и физическое моделирование нагнетания теплоносителей, так как при внутрипластовом горении протекают аналогичные процессы, к которым лишь добавляются химические реакции жидких углеводородов, газообразных и твердых веществ, присутствующих в пласте.

Следовательно, необходимо соблюдать подобие линейных размеров, пористости, свойств жидких и твердых тел, а также следующих размерных комплексов:  $LV = \text{const}$ ,  $tL^{-2} = \text{const}$ ,  $kL = \text{const}$ ,  $\Delta pL^{-1} = \text{const}$  и  $p_c L^{-1} = \text{const}$ , где  $L$  — характерная длина;  $v$  — скорость жидкой фазы;  $\Delta p/L$  — градиент давления;  $p_c$  — капиллярное давление (см. раздел 4.2.4).

Граничные условия при внутрипластовом горении более просты, чем при нагнетании теплоносителей: в полевых условиях задается лишь расход воздуха через нагнетательные скважины и давление в эксплуатационных скважинах. Давление нагнетания при этом фиксировано. Наличие химических реакций, вообще говоря, требует сохранения начальных давления и температуры внутри пласта, а также давления в эксплуатационных скважинах. Это же относится и к комплексу  $\dot{m}L^{-1}$ , где  $\dot{m}$  — массовый расход нагнетания.

В гл. 4 рассматривался вопрос капиллярных сил и отмечалось, что величины градиента давления обычно не сохраняются. Это влияет на моделирование процесса дистилляции нефти и воздействует на скорости течения реакции. С другой стороны, невозможно представить себе согласование величин относительных проницаемостей, изменяя состав жидкостей, так как необходимо обеспечить неизменность течения химических реакций.

Кроме того, процессами, определяющими реакции горения, являются диффузия—дисперсия в газообразной фазе и кинетика реакций [6.26], [6.27]. Можно считать, что подобие процесса диффузии обеспечивается сохранением постоянным комплекса  $tL^{-2}$  [6.26], что нельзя сказать о процессе дисперсии, так как дисперсия прямо пропорциональна гранулометрии среды и плотности потока, величины которых в физической модели значительно выше [6.27]. Однако на достоверность результатов это оказывает обычно второстепенное влияние.

Подобие химической кинетики также не может быть выдержано, так как время течения процессов в физической модели снижается пропорционально квадрату геометрического масштаба. Следовательно, необходимо обеспечить условия, чтобы основные реакции лимитировались расходом окислителя, а не кинетикой. Исходя из этого можно понять сложность моделирования сверхвлажного горения, характеризуемого значительной протяженностью зоны реакции. Даже при сухом или влажном горении слишком большой расход нагнетания воздуха может привести к неполной утилизации кислорода (см. раздел 5.3). Чтобы обойти этот усложняющий фактор, можно повысить начальную температуру для ускорения течения реакций, удалив при этом из сырой нефти легкие фракции для сохранения ее вязкости [6.26]. Другие факторы также затрудняют обеспечение подобия химических реакций. Скорость протекания некоторых из них может зависеть от величины удельной поверхности (т. е. гранулометрии) пористой среды (см. раздел 5.2.2), а интенсивность и место осаждения кокса в общем процессе — от несоблюдения профилей температуры и газового состава в зоне пиролиза нефти (см. раздел 5.2.3).

Трудно строго выдержать подобие тепловых потерь за счет теплопроводности в среде, моделирующей окружающие породы. Однако возможно обеспечить приближенное подобие при некотором совпадении тепловых свойств пласта и окружающих пород и при достаточной мощности последних в условиях модели.

Сделав эти оговорки, отметим, что физические модели позволяют изучить некоторые явления, воздействующие на внутрипластовое горение, например, выжигание пласта, а также оценить влияние расслоения находящихся в пласте жидкой и газообразной фаз на ход горения [6.26]. Расслоение приводит к изменению соотношений объемов вода/воздух в различных точках вертикальной плоскости поперечного сечения пласта при комбинации горения и нагнетания воды. Физические модели использовались также для изучения течения процесса в особых случаях, например, в слое битуминозного песка с подстилающим водоносным слоем или с горизонтальным разломом [6.27] (см. раздел 6.5).

## 6.2. МЕТОДОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Подготовка к работам по внутрипластовому горению в промышленных условиях обычно основывается на лабораторных исследованиях. Их результаты должны быть применены к реальным условиям разрабатываемого месторождения. Задав места расположения скважин, можно переходить к определению условий нагнетания воздуха, а иногда и воды через каждую нагнетательную скважину. Наконец, необходимо провести предварительную оценку показателей вымывания и нефтедобычи.

### 6.2.1. Необходимое количество топлива и воздуха

Лабораторные эксперименты на линейных моделях (см. раздел 5.3) не дают возможность полностью моделировать явления, происходящие в пласте, а лишь позволяют оценить параметры горения. В частности, в этих экспериментах определяют количество топлива и воздуха для поддержания процесса при определенных условиях (давлении, температуре, свойствах жидкостей и окружающей породы, пористости  $\Phi$ , значениях насыщенных), по возможности близких к промышленным. Расход воздуха в экспериментах обычно превышает расход воздуха в реальной ситуации, однако порядок этих величин совпадает.

С другой стороны, в разделе 5.2 дано описание простых экспериментов по приближенному определению количества получаемого кокса.

Напомним, что количество топлива  $m_c/v$  в единице объема пласта определяется следующим соотношением (см. уравнение (5.20), гл. 5):

$$\frac{m_c}{v} = \left(1 + \frac{x}{12}\right) \rho_s (1 - \Phi) w_c = \rho_s (1 - \Phi) w_{CH_x}, \quad (6.32)$$

где  $w_c$  и  $w_{CH_x}$  — соответственно массы углерода и топлива на единицу массы породы плотности  $\rho_s$ ;  $x$  — атомное отношение водород—углерод топлива.

Данное соотношение верно для режимов сухого и влажного горения, для которых характерно сгорание продуктов пиролиза нефти при высокой температуре.

Приводя данные о количестве кокса, полученные в лабораторных экспериментах, к условиям месторождения следует принять, что параметр  $w_{\text{СН}_x}$  идентичен в обоих этих случаях, откуда следует допущение о том, что на величину  $w_{\text{СН}_x}$  не оказывают влияние возможные различия свойств пористой среды (часто лабораторные эксперименты проводятся со средами, пористость, проницаемость и степень насыщения которых отличны от природных) и распределение фаз.

Введем следующие индексы при величинах:  $exp$  — полученные при лабораторных экспериментах;  $r$  — используемые применительно к реальным условиям. Тогда

$$\left(\frac{m_c}{v}\right)_r = \frac{1 - \Phi_r}{1 - \Phi_{exp}} \left(\frac{m_c}{v}\right)_{exp} \quad (6.33)$$

Это соотношение используют, если условия месторождения не слишком сильно отличаются от условий эксперимента.

При отсутствии результатов лабораторных экспериментов можно воспользоваться данными о корреляции параметра  $w_{\text{С}}$  при сухом горении и некоторых свойствах нефти (см. рис. 5.11). Эти сведения, однако, могут дать лишь порядок величины, так как количество коксообразного остатка зависит от характеристик взаимодействия нефти и коллектора (см. раздел 5.2.3).

Плотность потока окислителя на фронте горения связана с количеством топлива соотношениями (6.8) и (6.10). Однако при нагнетании окислителя необходимо учитывать, что часть его всегда скапливается в области, пройденной фронтом горения.

Пусть  $S_{g1}$  — газонасыщенность в данной области ( $S_{g1} = 1$  при сухом горении,  $S_{g1} = 1 - S_{e1}$  — при влажном горении). Если  $\rho_{g1}$  — плотность окислителя при давлении  $p_1$  и средней температуре  $\bar{T}_1$  (по абсолютной шкале) в этой области, то объем окислителя (в стандартных условиях), аккумулируемого в единицу времени на единицу площади поверхности фронта горения, равен

$$V_{acc} = \Phi S_{g1} u_b \frac{\rho_{g1}}{\rho_g},$$

где  $\rho_g$  — плотность окислителя при стандартных условиях.

Если рассматривать окислитель как идеальный газ, то получаем

$$V_{acc} \approx \Phi S_{g1} u_b \left(\frac{p_1}{p_0}\right) \left(\frac{T_0}{\bar{T}_1}\right),$$

где  $\Phi$  — пористость среды;  $u_b$  — скорость фронта горения;  $p_0$  и  $T_0$  — стандартные давление и абсолютная температура (1,013 бар и 288 К).

Тогда доля окислителя, аккумулируемого за фронтом горения, составляет

$$\frac{V_{acc}}{V_g} = \Phi S_{g1} \frac{u_b}{V_g} \frac{\rho_{g1}}{\rho_g} \approx \Phi S_{g1} \frac{u_b}{V_g} \left(\frac{p_1}{p_0}\right) \left(\frac{T_0}{\bar{T}_1}\right), \quad (6.34)$$

где  $V_g$  — скорость фильтрации окислителя (при стандартных условиях).

Теперь мы имеем следующие соотношения между относительными плотностью подачи окислителя  $V_g/u_b$  и его плотностью на фронте горения  $V_{gf}/u_b$ :

$$\frac{V_g - V_{acc}}{u_b} = \frac{V_{gf}}{u_b} \quad (6.35)$$

Например, при горении в атмосфере воздуха с  $V_{gf}/u_b = 1000 \Phi S_{g1}$  (если, к примеру,  $V_{gf}/u_b = 250 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  и  $\Phi S_{g1} = 0,25$ ) находим, что (если  $T_1/T_0 = 1,4$ ) корректирующий член в соотношении (6.35) составляет менее 1% от  $V_{gf}/u_b$  при  $p_1 = 10$  бар и менее 7% при  $p_1 = 100$  бар. Поэтому данным членом часто пренебрегают, так как его величина сравнима с погрешностью расчета необходимого количества воздуха. Исходя из этого получаем

$$\frac{V_a}{u_b} \approx \frac{V_{gf}}{u_b} = \frac{a_m}{X_u} \quad ,$$

где  $a_m$  — относительная плотность потока воздуха, необходимая для поддержания фронта горения при коэффициенте потребления кислорода  $X_u = 1$ .

Однако следует отметить, что при использовании в качестве окислителя чистого кислорода (см. разд. 6.5.5) значение корректирующего члена будет примерно в 5 раз превосходить его значение при использовании в качестве окислителя воздуха. При давлении выше 20–30 бар возникает необходимость его учета.

В лабораторных экспериментах по распространению горения в линейных моделях пласта непосредственно получают необходимую относительную плотность воздуха, соответствующую коэффициенту потребления кислорода, равному  $X_u, exp$ .

Если допустить, что значения отношений водород–углерод и  $\text{CO}/\text{CO}_2$  идентичны в лабораторных и промышленных условиях, получаем

$$a_r \approx \frac{1 - \Phi_r}{1 - \Phi_{exp}} \frac{a_{m,exp}}{X_{u,r}} = \frac{1 - \Phi_r}{1 - \Phi_{exp}} \frac{X_{u,exp}}{X_{u,r}} a_{exp} \quad (6.36)$$

Таким образом, количество топлива рассчитывается исходя из относительной плотности потока воздуха и состава продуктов горения.

## 6.2.2. Разработка программы нагнетания

Общее количество воздуха, необходимое для закачки в пласт. Для разработки программы нагнетания воздуха при термообработке пласта горением содержащейся в нем нефти необходимо оценить коэффициент объемного охвата нагнетаемым воздухом. Этот коэффициент зависит от расположения нагнетательных и добывающих скважин.

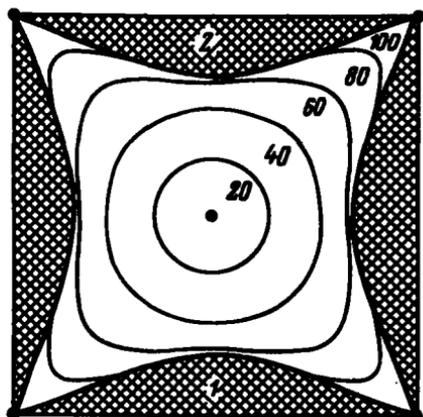


Рис. 6.8. Эффективность вытеснения нефти (в горизонтальной плоскости сечения) на участке пятиточечной системы с центральной нагнетательной скважиной. Максимальная степень вымывания по площади составляет  $\approx 62\%$ :

1 — нагнетательная скважина; 2 — расположение фронта, % расстояния между скважинами

Рассмотрим простой и довольно широко распространенный вариант пятиточечной системы с центральной нагнетательной скважиной (рис. 6.8). Из результатов лабораторных экспериментов по электромоделированию видно, что коэффициент охвата по площади составляет примерно  $62,5\%$  для бесконечно большого отношения подвижностей [6.28]. Такое приближение довольно хорошо соответствует условиям внутрипластового горения. Это привело Нельсона и Мак Нейла к предположению, что  $62,5\%$  площади разрабатываемого участка заполняется воздухом [6.29]. Коэффициент площадного охвата также был найден с помощью двумерной численной модели, в которой рассматривались лишь уравнения сохранения энергии и фильтрации воздуха. Предполагалось, что относительная проницаемость для воздуха составляет  $1,0$  за фронтом горения и  $0,1$  — перед ним. При этом расчетная величина площадного охвата изменялась от  $62\%$  до  $74\%$  в зависимости от плотности потока нагнетаемого воздуха и количества топлива [6.30]. Наиболее реальные значения, соответствующие обычно реализуемым расходам нагнетания и количествам коксового остатка, соответствуют примерно  $65\%$ . Это значение будет использовано в дальнейшем при нахождении объема, заполняемого воздухом.

Степень охвата воздухом в вертикальном направлении часто значительно меньше единицы. Если принять во внимание гравитационный эффект, степень охвата снижается при росте толщины пласта, расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами, а также давления; увеличение массового расхода нагнетания приводит к увеличению степени охвата. Следует использовать различные значения  $E_{V_a}$ , помня, что при толщине пласта, превышающей  $3-4$  м  $E_{V_a} < 1$ .

Если  $L$  — расстояние между соседними добывающими скважинами при пятиточечной системе разработки и  $h_n$  — полезная толщина пласта, то объем пласта, подвергшийся воздействию воздуха, равен

$$v_r = 0,65 E_v h_n L^2, \quad (6.37)$$

а объем нагнетаемого воздуха составляет

$$v_a = 0,65 E_{v_a} a_r h_n L^2 . \quad (6.38)$$

Для участка любой формы площадью  $A_p$  при коэффициенте площадного охвата воздухом, равном  $E_{H_a}$ , получаем

$$v_a = E_{H_a} E_{v_a} a_r h_n A_p . \quad (6.39)$$

Максимальный расход воздуха обычно достигается в конечной стадии разработки, когда протяженность фронта горения максимальна. Он равен произведению конечной площади, пересекаемой окислителем, на плотность потока воздуха, которую следует поддерживать для продолжения процесса.

Измерения, проведенные при электро моделировании в лабораторных условиях, позволили определить  $\chi$  — безразмерный множитель переменной величины, описывающий расход. Значение  $\chi$  зависит от охвата пласта окислителем при прорыве воздуха [6.29]. При плотности потока воздуха  $V_{aF}$  расход  $\dot{v}_{aM}$ , необходимый для обеспечения заданной степени площадного охвата при пятиточечной системе воздействия и доле толщины пласта  $E_{V_a} h_n$ , заполненной воздухом, составляет

$$\dot{v}_{aM} = \chi E_{v_a} h_n L V_{aF} . \quad (6.40)$$

Если коэффициенты охвата по площади при прорыве воздуха составляют 55 и 57,5 %, то соответствующие им величины  $\chi$  равны 3,37 и 4,29 [6.29]. Отметим, что при радиальном распространении зоны горения вплоть до границ разрабатываемого участка (радиус равен  $L/2$ ) можно получить степень охвата по горизонтали 79 % и  $\chi = \pi$ . Поэтому при расчетах максимального расхода воздуха здесь будет принято  $\chi = 3,5$ :

$$\dot{v}_{aM} = 3,5 E_{v_a} h_n L V_{aF} = 3,5 E_{v_a} h_n \sqrt{A_p} V_{aF} . \quad (6.41)$$

Для определения плотности потока воздуха  $V_{aF}$  был разработан ряд гипотез для конечного периода эксплуатации месторождения. Так, Нельсон и Мак Нейл предлагают считать, что минимальная скорость продвижения фронта горения  $u_{bM} = 3,8$  см/сут [6.29]. Тогда  $V_{aF} = a_r u_{bM}$  и конечная плотность потока пропорциональна необходимому количеству воздуха, т.е. количеству имеющегося топлива. Данная гипотеза противоречит результатам, показанным на рис. 6.7, из которого видно, что минимальная плотность потока для поддержания в пласте достаточного уровня температуры возрастает при уменьшении количества имеющегося топлива. У Нельсона и Мак Нейла  $V_{aF} = 0,32$   $\text{нм}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$  для необходимого количества воздуха  $a_r = 200$   $\text{нм}^3/\text{м}^3$  ( $m_c/v \approx 18$   $\text{кг}/\text{м}^3$ ), в то время как в примере (см. рис. 6.7), граничное значение затухания лежит в пределах от 0,23 до 0,26  $\text{нм}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$ . И наоборот, для  $a_r = 400$   $\text{нм}^3/\text{м}^3$  ( $m_c/v \approx 36$   $\text{кг}/\text{м}^3$ )  $V_{aF} = 0,63$   $\text{нм}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$ , что в пять раз превышает

граничный уровень затухания для случая, показанного на рис. 6.7. Более того, минимальный расход воздуха (или минимальная скорость распространения фронта), необходимый для поддержания процесса, зависит от толщины пласта [6.31], [6.32]. На основе теоретических расчетов и экспериментов в промышленных условиях были предложены следующие минимальные скорости распространения фронта горения (см/сут): 2,5 [5.33]; 4,6 [6.34] или даже 7,5 [6.35].

Можно остановиться непосредственно на минимальной плотности потока воздуха, что, по-видимому, близко к реальности. В экспериментах Шеннона—Пуула минимальная плотность потока воздуха в пределах от 0,15 до 0,5  $\text{нм}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$  привело к удовлетворительным результатам [6.36]. В других работах минимальная плотность потока воздуха взята на уровне 0,65  $\text{нм}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$  [6.34]. При использовании соотношения (6.41) для определения программы разработки месторождения с использованием метода сухого или влажного горения можно остановиться в зависимости от характеристик пласта на интервале изменения  $0,3 < V_{aF} < 0,8 \text{ м}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$ .

Следует отметить, что определение минимальной плотности потока воздуха для поддержания горения сложнее, чем следует из общей схемы процесса. Действительно, не всегда фронт горения распространяется в направлении перемещения воздуха со скоростью, пропорциональной плотности его потока [6.37]. Если скорость перемещения воздуха слишком мала или если наблюдается движение нефти под действием силы тяжести, то фронт горения может оставаться неподвижным или даже перемещаться в направлении, обратном направлению перемещения воздуха. Это объясняется тем, что реакция горения смещается в области с наиболее благоприятными для поддержания максимальной скорости ее течения температурой, содержанием кислорода и нефтенасыщенности.

Программа нагнетания воздуха. Возможны различные варианты нагнетания воздуха. Наиболее простое решение состоит в нагнетании его с постоянным расходом, равным максимальному  $\dot{v}_{aM}$  в течение всего периода обработки пласта. Это решение было принято в ряде работ [6.36].

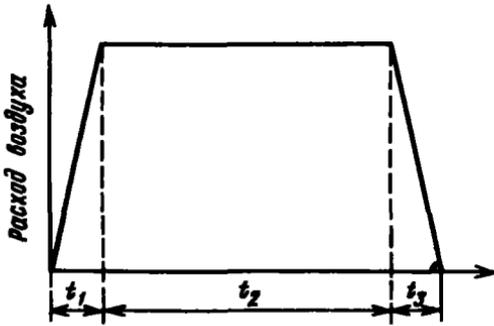
Однако часто используется программа, предложенная Нельсоном и Мак Нейлом [6.29] (рис. 6.9) и заключающая в себе следующее предположение.

Начальный период нагнетания длится  $t_1$ , в течение которого расход нагнетания линейно возрастает и в момент времени  $t_1$  достигает определенной ранее максимальной величины  $\dot{v}_{aM}$ . Фронт горения распространяется (допустим, в радиальном направлении) с постоянной скоростью  $u_{bM}$ , которая равна, например, 15 см/сут.

Из соотношений (6.26) — (6.28) находим, что в течение данного периода расход воздуха составляет

$$\dot{v}_a = 2 \pi E_v h_n a_r u_{bM} \quad (6.42)$$

Рис. 6.9. Программа нагнетания воздуха, предложенная Нельсоном и Мак Найлом [6.29]



а время

$$t_1 = \frac{\dot{v}_{aM}}{2\pi E_{v_a} h_n a, u_{bM}^2} \quad (6.43)$$

Количество нагнетаемого воздуха

$$\frac{\dot{v}_{aM} t_1}{2}, \quad (6.44)$$

а радиус  $r_1$  фронта горения в момент времени  $t_1$  определяется соотношением

$$r_1 = u_{bM} t_1. \quad (6.45)$$

Период нагнетания  $t_2$  с постоянным расходом, равным  $v_{aM}$ .

Заключительный период  $t_3 = t_1$ , в течение которого расход нагнетания падает по линейному закону до нуля.

Длительность  $t_2$  периода нагнетания с постоянным расходом определяется так, чтобы в течение всего периода в пласт поступало количество воздуха  $v_a$ , определяемое соотношением (6.39):

$$t_2 = \frac{v_a}{\dot{v}_{aM}} - t_1. \quad (6.46)$$

При использовании нескольких нагнетательных скважин полагают, что все они гидродинамически не связаны.

Иным вариантом программы является серия периодов нагнетания воздуха с постоянными расходами  $\dot{v}_{a1}$ ;  $\dot{v}_{a2}$ ;  $\dot{v}_{aM}$ , причем длительность каждого периода определяется плотностью потока воздуха в конце „ступени“ с данным расходом. Поэтому  $\dot{v}_{ai} > \dot{v}_{ai-1}$ . Подобная программа нагнетания характеризуется слабыми изменениями плотности потока воздуха и скорости фронта горения, потому что изменение расхода следует за увеличением поверхности, охваченной зоной горения.

Так как в данном случае рассматривается радиальное распростране-

ние фронта горения от нагнетательной скважины, можно найти точку с координатами  $r_i$ , к которой подходит фронт после каждого периода нагнетания с постоянным расходом  $\dot{v}_{a_i}$ :

$$r_i = \frac{\dot{v}_{a_i}}{2\pi E_v a_n V_{cr}} \quad (6.47)$$

где  $V_{cr}$  – критический расход в конце рассматриваемого периода, длительность которого

$$t_i = \frac{\pi E_v a_n (r_i^2 - r_{i-1}^2) a_r}{\dot{v}_{a_i}} \quad (6.48)$$

В течение последнего периода нагнетания длительностью  $t_n$  расход нагнетания равен максимальному  $\dot{v}_{a_M}$ . В ходе этого периода уже нельзя предполагать возможность радиального направления распространения фронта горения. Так как суммарный объем поступившего в пласт воздуха равен  $v_a$ , получаем

$$t_n = \frac{v_a}{\dot{v}_{a_M}} \left[ v_a - \sum_I t_i \dot{v}_{a_i} \right] \quad (6.49)$$

Конечно, при работе на нескольких участках необходимо построить программу нагнетания таким образом, чтобы максимально использовать возможности компрессорных установок.

Особый случай влажного горения. На начальной стадии разработки месторождения обычно проводят сухое горение, а комбинированное нагнетание воздуха и воды начинают проводить не ранее чем через три месяца после начала работ. Указанные выше критерии могут служить основой определения программы нагнетания воздуха, но, конечно же, необходимо помнить, что на стадиях сухого и влажного горения необходимое количество воздуха различно. Более того, для учета присутствия за фронтом горения зоны, занятой паром, можно считать, что объем, заполненный воздухом, в конце разработки пласта несколько меньше, чем при сухом горении (рис. 6.10). Например, если разрабатываемый участок представляет собой квадрат со стороной  $L$ , то

$$v_a^* = 0,6 E_v a_n^* h_n L^2, \quad (6.50)$$

где  $v_a^*$  – суммарный объем нагнетания воздуха;  $a_n^*$  – необходимое количество воздуха при влажном горении.

Объемы нагнетания воды находятся на основе аналогичных величин для воздуха и водовоздушного отношения, определяемого в лабораторных экспериментах.

Если воздух и вода нагнетаются не одновременно, а последовательно, циклами длительностью  $t^*$ , максимальный расход  $\dot{v}_{a_M}$ , определяемый

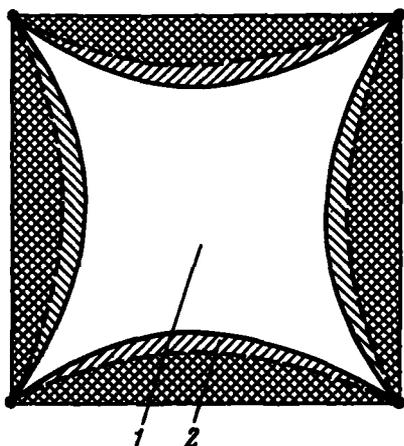


Рис. 6.10. Схема горизонтального вытеснения нефти из пласта при влажном горении:

1 — выжженная зона, через которую пропущен воздух (коэффициент охвата  $E_{H_a}^*$ ); 2 — зона, занятая паром

по (6.41), следует умножить на  $t^*/t_a$  (отношение длительности цикла к длительности нагнетания воздуха в цикле). Критерий минимального расхода в этом случае относится к средней длительности работ по последовательному нагнетанию воды и воздуха.

Давление нагнетания воздуха находится с помощью следующего соотношения:

$$p_a^2 - p_1^2 = b \frac{\mu_a T_r \dot{v}_{aM}}{k_a E_v h_n} f, \quad (6.51)$$

где  $p_p$  — давление на забое добывающих скважин;  $\mu_a$  — вязкость воздуха, сПз;  $k_a$  — эффективная воздухопроницаемость пласта, нД;  $T_r$  — температура пласта, К;  $b = 3,144$  — константа;  $f$  — коэффициент, зависящий от геометрии разрабатываемого участка.

Для участка с пятиточечной системой с центральной нагнетательной скважиной

$$f = \ln \frac{L^2}{d_p r_{n-1}} - 1,238, \quad (6.52)$$

где  $L$  — расстояние между соседними добывающими скважинами;  $d_p$  — диаметр добывающей скважины;  $r_{n-1}$  — радиус фронта горения в момент достижения максимального расхода  $\dot{v}_{aM}$ .

Величина воздухопроницаемости  $k_a$  должна быть определена экспериментально, но в связи с отсутствием точных данных было принято допущение, что она составляет 5% абсолютной проницаемости [6.29].

Давление нагнетания  $p_a$  не должно превышать давление гидроразрыва для предотвращения создания предпочтительных направлений распространения воздуха по пласту и возможных потерь его в окружающие породы. Поскольку точных данных о градиенте давления, вызывающем трещинообразование, нет, можно остановиться на величине 0,23 бар/м. Этот ограничивающий фактор может привести к снижению уровня  $\dot{v}_{aM}$ , например, при уменьшении расстояния между скважинами. Методика расчета характеристик процесса нагнетания дана в приложении А.6.1.

### 6.2.3. Ожидаемые результаты

До настоящего времени оценку ожидаемых результатов работ по внутрипластовому горению обычно проводили, исходя из общего анализа всех процессов данного метода термовоздействия. Пример такого анализа приведен ниже. Однако совершенствование численных моделей, возможно, позволит в будущем более широко пользоваться ими для определения эффективности работ по горению в промышленных условиях.

**Добыча нефти.** Как показано в разделе 6.2.2, нагнетаемый воздух не заполняет весь объем разрабатываемого участка пласта, ограниченно-го добывающими скважинами. Извлекаемая на поверхность нефть поступает не только из зоны, пройденной фронтом горения. В областях, не подвергшихся высокотемпературной обработке, происходит вытеснение нефти газом, горячей или холодной водой и, возможно, водяным паром. Кроме того, происходит тепловое расширение нефти и ее движение под действием силы тяжести.

Количество нефти, которое можно получить при сухом или влажном горении, оценивается по параметрам вытеснения в различных зонах пласта (рис. 6.11).

В зоне 1, через которую прошел фронт горения с высокой температурой, нефть, ранее находившаяся в ней, или сгорела, или вытеснена. Если  $E_H$  и  $E_V$  — соответственно коэффициенты охвата вытеснением по площади и толщине выжженной зоны, объем вытесненной из нее нефти, отнесенный к объему  $v_p$  области, охваченной процессом, равен:

$$\frac{v_{\lambda, \text{д}1}}{h_{\lambda} A_p} = E_H E_V \left[ \Phi \frac{S_{\lambda i}}{V_{o_i}} - \left( \frac{v_c}{v} \right)_r \right], \quad (6.53)$$

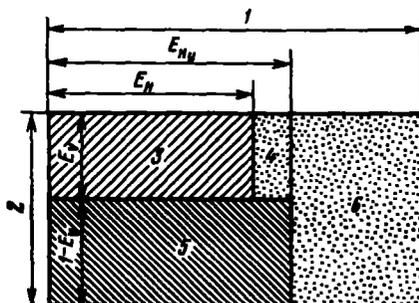
где  $(v_c/v)_r$  — отношение объема сгоревшего топлива к единице объема пласта, обработанного при прохождении фронта горения:

$$(v_c/v)_r = \frac{(m_c/v)_r}{\rho_c},$$

$\rho_c$  — плотность топлива (положим, что  $\rho_c = 1000 \text{ кг/м}^3$ );  $S_{\lambda i}$  — нефтена-

Рис. 6.11. Схематичное представление степени охвата вытеснением различных областей пласта при внутрипластовом горении:

1 — зона охвата в плоскости горизонтального сечения пласта (площадной охват); 2 — зона охвата в плоскости вертикального сечения пласта (охват по толщине); 3 — зона 1 (пройденная фронтом горения); 4 — зона 2 (занятая паром); 5 — зона 3; 6 — зона 4



сыщенность в начале процесса сжигания;  $B_{o_i}$  — объемный показатель пласта,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Зона 2, занятая паром, в которой охват вытеснением по площади составляет  $E_{H_v} - E_H$ , а по толщине  $E_v$ , может образоваться в области перед фронтом горения. Если  $S_{h_r, v}$  — остаточная нефтенасыщенность в данной зоне, а  $B_{o_p}$  — объемный показатель пласта, то объем вытесненной нефти, отнесенный к объему рассматриваемой зоны, равен

$$\frac{v_{h, d_2}}{h_n A_p} = (E_{H_v} - E_H) E_v \Phi \left( \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{S_{h_r, v}}{B_{o_v}} \right). \quad (6.54)$$

Из зоны, лежащей под зоной 1, и, возможно, под зоной 2 (зона 3), вытеснена доля находившейся там нефти, т.е.

$$\frac{v_{h, d_3}}{h_n A_p} = E_{H_v} (1 - E_v) \xi \Phi \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}}. \quad (6.55)$$

Аналогично из зоны 4 вытеснена часть  $\xi'$  запасов нефти этой зоны

$$\frac{v_{h, d_4}}{h_n A_p} = (1 - E_{H_v}) \xi' \Phi \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}}. \quad (6.56)$$

Отсюда при  $v_{h, d} = v_{h, d_1} + v_{h, d_2} + v_{h, d_3} + v_{h, d_4}$  получаем

$$\begin{aligned} \frac{v_{h, d}}{h_n A_p} = & E_H E_v \left[ \frac{\Phi S_{h_i}}{B_{o_i}} - \left( \frac{v_c}{v} \right)_r \right] + (E_{H_v} - E_H) E_v \left[ \Phi \left( \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{S_{h_r, v}}{B_{o_v}} \right) \right] + \\ & + \left[ E_{H_v} (1 - E_v) \xi + (1 - E_{H_v}) \xi' \right] \Phi \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}}. \end{aligned} \quad (6.57)$$

Чтобы учесть возможное расхождение между количествами вытесненной и добытой нефти, можно считать, например, что объем нефти, извлекаемый в момент времени  $t$ , соответствует объему нефти, перемещаемой в толще пласта в момент времени  $t - t_i$  (аналогично вытеснению паром — см. раздел 4.2.1). Можно ввести коэффициент охвата  $\kappa$ , причем  $0 \leq \kappa \leq 1$ . Тогда, так как общее необходимое количество воздуха  $v_a$  относительно объема  $h_n A_p$  пласта описывается соотношением (6.39), значение отношения общего количества воздуха к количеству извлеченной нефти определяется следующим образом:

$$\frac{v_a}{\kappa v_{h, d}} = \frac{E_{H_v} E_v a_r}{\kappa \left( \frac{v_{h, d}}{h_n A_p} \right)}. \quad (6.58)$$

С другой стороны, конечный коэффициент отдачи пласта равен

$$K = \frac{\kappa v_{h,d}}{\Phi \frac{S_{hk}}{B_0} h_n A_p} \quad (6.59)$$

В работах Нельсона и Мак Нейла по оценке результатов применения метода сухого горения допускается, что  $E_{H_2} = E_H$  (присутствием зоны 2 пренебрегают),  $\xi = \xi' = 0,4$  и  $\kappa = 1$  [6.29]. Однако можно допустить, что эффективность вытеснения нефти ниже в области, примыкающей к зоне, обработанной при прохождении фронта горения, чем в области, лежащей под выжженной зоной; тогда  $\xi' < \xi$  [6.38] и [6.39]. Параметры  $\xi$  и  $\xi'$  зависят от расстояния между скважинами и толщины пласта.

Охват пласта вытеснением  $E_H$  и  $E_V$  при прохождении фронта горения обычно ниже соответствующего охвата вытеснением  $E_{H_a}$  и  $E_{V_a}$  при нагнетании воздуха. Действительно, все необходимые для поддержания горения условия (температура и концентрации реагентов) редко существуют во всем объеме, охваченном воздействием. Например, было предложено считать, что  $E_H = 0,55$ , а  $E_{H_a} = 0,627$  [6.29]. Если принять, что  $E_{H_a} = 0,65$  при сухом горении и  $E_{H_a}^* = 0,6$  — при влажном, то можно допустить, что  $E_H \approx 0,6$  и  $E_H^* \approx 0,55$ . Протяженность в горизонтальном направлении  $E_{H_V} - E_H^*$  зоны, занятой паром, при влажном горении зависит от водовоздушного отношения и тепловых потерь, т.е., в частности, от толщины пласта. Коэффициент охвата вытеснением по толщине при прохождении фронта горения зависит от условий проведения работ и в том числе от толщины пласта. Так, отбор проб показал, что при толщине пласта, равной 10 м, среднее значение  $\bar{E}_V = 0,35$  [6.38], [6.39].

На основе результатов многих работ, проведенных в промышленных условиях, был предложен ряд корреляционных соотношений для оценки повышения нефтеотдачи при сухом горении [6.40], [6.41]. Однако незначительное число рассмотренных случаев (соответственно 17 и 12) по числу переменных (4 или 6) приводят к весьма ограниченной применимости этих корреляционных соотношений. Это особенно относится к зависимостям, представленным в работе [6.40], в которой примерно одно и то же корреляционное соотношение как для сухого, так и для влажного горения при различных водовоздушных отношениях, причем этот последний параметр не рассматривается в данном статистическом исследовании как переменный.

Анализ проекта разработки месторождения Саус Белридж позволил установить корреляционное соотношение между объемом зоны, обработанной при прохождении фронта горения, и количеством вытесненной нефти [6.34] на лабораторной линейной модели пласта на пилотном объекте. Результаты, относящиеся к работам, проводимым в промышленных условиях, получены при исследованиях кернов (рис. 6.12, а) и рассмотрены в разделе 6.4.2. При поршневом вытеснении количество вытесненной нефти должно линейно возрастать с увеличением объема, пройденного фронтом горения. Однако вследствие действия различных факторов на начальной стадии количество вытесненной нефти увеличи-

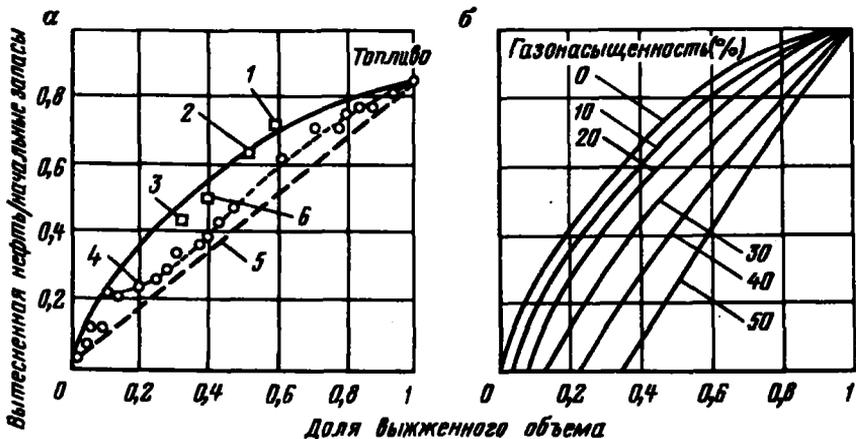


Рис. 6.12. Соотношение между количеством вытесненной или извлеченной нефти и объемом зоны, пройденной фронтом горения [6.34] :

*а* – результаты лабораторных исследований и работ на пилотном объекте на месторождении Саус Белридж (принята следующая терминология: участок – площадь области, ограниченной добывающими скважинами пилотного объекта (площадь 1,1 га); общая площадь зоны – площадь зоны, лежащей внутри контура фронта горения в указанный срок (площадь составляла 2,56 га в ноябре 1957 г. и 3,2 га в ноябре 1959 г.); *б* – оценка объемов извлечения для различной исходной газонасыщенности; 1, б – участок, ноябрь 1959 г.; ноябрь 1957 г.; 2, 3 – общая площадь зоны, ноябрь 1959 г., ноябрь 1957 г.; 4 – данные, полученные в лабораторных условиях (камера сгорания); 5 – нефть, вытесненная только из объема, пройденного фронтом горения

ваея быстрее, чем объем, пройденный фронтом горения, или же количество нагнетаемого воздуха, которое связано с объемом вытесненной зоны линейной зависимостью.

Таким образом, воздухонептяной фактор не остается постоянным в течение всего времени разработки пласта, как это иногда допускается в предварительных оценках эффективности использования метода внутрипластового горения. Кривая воздухонептяного фактора будет иметь минимум в течение периода эксплуатации месторождения [6.34]. На месторождении Саус Белридж воздухонептяной фактор для данного объема, обработанного горением, обратно пропорционален соответствующему углу наклона кривой, показанной на рис. 6.12, *а*. Начальная газонасыщенность приводит к задержке начала вытеснения нефти [6.34] (рис. 6.12, *б*).

Заметим, что соотношение (6.57) может быть записано следующим образом:

$$\frac{v_{h,d}}{h_n A_p} = E_n E_v + (E_{n_v} - E_n) E_v \frac{\frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{S_{h_r,v}}{B_{o_v}}}{\frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \frac{1}{\Phi} \left( \frac{v_c}{v} \right)_r} +$$

$$+ E_{H_v} (1 - E_v) \sigma + (1 - E_{H_v}) \sigma', \quad (6.60)$$

где

$$\sigma = \frac{\xi}{1 - \frac{B_{o_i}}{S_{h_i}} \frac{1}{\Phi} \left( \frac{v_c}{v} \right)_r} \quad \text{и} \quad \sigma' = \frac{\xi'}{1 - \frac{B_{o_i}}{S_{h_i}} \frac{1}{\Phi} \left( \frac{v_c}{v} \right)_r}. \quad (6.61)$$

Два последних члена в (6.60) относятся к нефти, вытесненной из зон 3 и 4 (см. рис. 6.11). Если допустить, что остаточная нефтенасыщенность в зоне, занятой паром,  $S_{h_r, v} / B_{o_i}$ ,  $v$  равна объему топлива в единице объема пор зоны, обработанной горением  $(v_c / \Phi_v)_r$ , выражение (6.60) упрощается следующим образом:

$$\frac{\frac{v_{h, d}}{h_n A_p}}{\Phi \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \left( \frac{v_c}{v} \right)_r} \approx E_{H_v} E_v + E_{H_v} (1 - E_v) \sigma + (1 - E_{H_v}) \sigma'. \quad (6.62)$$

Если внутрипластовое горение характеризуется постоянным охватом вытеснением  $E_v$  по толщине пласта и переменной величиной охвата по площади  $x$ , возрастающей в ходе разработки месторождения от 0 до  $E_H$ , то можно ввести безразмерную величину количества вытесненной нефти, выраженную с учетом начальных и конечных условий в следующей форме:

$$\delta = \frac{\frac{v_{h, d}(x)}{h_n A_p}}{\Phi \frac{S_{h_i}}{B_{o_i}} - \left( \frac{v_c}{v} \right)_r} = \frac{E_{H_v}}{E_n} [E_v + (1 - E_v) \sigma] + \sigma' (1 - \frac{E_{H_v}}{E_n} x) \frac{x}{E_n} \quad 0 \leq x \leq E_n. \quad (6.63)$$

На рис. 6.13 изображены кривые зависимости  $\delta$  от  $x E_v$  при двух различных допущениях относительно  $E_H$ ,  $E_v$  и  $E_{H_v} / E_H$ . Причем в обоих случаях считалось, что  $\sigma = 0,5$  и  $\sigma' = 0,3$ .

Результаты, полученные при  $E_H = E_v = 0,6$  и  $E_{H_v} / E_H = 1,05$ , соответствуют данным, приведенным на рис. 6.12, б при нулевой начальной газонасыщенности. Однако вид кривых определяется принятыми показателями вытеснения.

Метод оценок эффективности разработки с применением внутрипластового горения, основанный на приведенных здесь замечаниях, рассмотрен в приложении А.6.1.

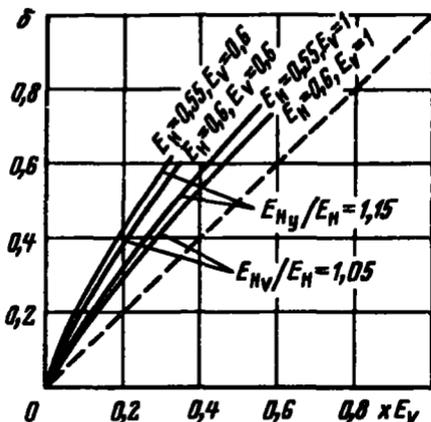


Рис. 6.13. Зависимость безразмерной величины количества вытесненной нефти  $\delta$  от доли объема, пройденного фронтом горения, для двух значений коэффициента охвата вытеснением по толщине  $x E_H$

При широкомасштабных работах вся вытесняемая нефть обычно извлекается на поверхность. Однако на небольших объектах объемы вытесненной и извлеченной нефти существенно отличаются и даже возможно получение коэффициентов охвата, превышающих единицу, вследствие извлечения нефти из областей, охваченных тепловым воздействием, но находящихся за пределами участка, ограниченного добывающими скважинами.

Извлечение воды. Количество воды, поступающей из зоны, пройденной фронтом горения, равно сумме количеств пластовой воды и воды, образующейся при горении.

Масса воды, получаемая при сжигании одного грамма топлива, непосредственно находится из стехиометрического соотношения реакции (6.9). Легко показать, что отношение массы получаемой воды к массе сгоревшего топлива равно

$$\frac{m_w}{m_c} = \frac{9x}{12+x}, \quad (6.64)$$

где  $x$  — атомное отношение водород/углерод топлива.

Следовательно, объем получаемой при сгорании воды, отнесенный к единице объема шлота, обработанного горением, составляет ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ )

$$\left(\frac{v_w}{v}\right)_r = \frac{0,009x}{12+x} \left(\frac{m_c}{v}\right)_r, \quad (6.65)$$

где  $(m_c/v)_r$  в  $[\text{кг}/\text{м}^3]$ .

При стандартных условиях плотность воды равна  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ , тогда если плотность кокса  $\rho_c = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ , то

$$\left(\frac{v_w}{v}\right)_r \approx \frac{9x}{12+x} \left(\frac{v_c}{v}\right)_r. \quad (6.66)$$

С другой стороны, если часть  $\tau$  воды, находившейся вначале в зоне, не подвергавшейся горению, вытеснена, объем 'воды  $v_{e,d}/(h_n A_p)$ , вытесненной из единицы объема пласта, где осуществляется горение, определяют следующим образом:

$$\frac{v_{e,d}}{h_n A_p} = E_n E_v \left[ \Phi S_{e_i} + \frac{gx}{12+x} \left( \frac{v_e}{v} \right)_{\tau} \right] + (1 - E_n E_v) \tau \Phi S_{e_i}. \quad (6.67)$$

При сухом горении можно положить  $\tau = 0$  и считать, что вся вытесненная из зоны горения вода является продуктом реакции [6.29]. При рассмотрении влажного горения следует учитывать тот факт, что нагнетаемая вода частично извлекается на поверхность, а частично остается в пласте, в том числе и в зоне после прохождения фронта горения.

### 6.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

#### 6.3.1. Воспламенение

Как показано в гл. 5, скорость окисления сырой нефти при нормальной температуре пласта мала, но возрастает при 150–200 °С. Поэтому для обеспечения надежности поджога пласта необходимо создать условия для повышения температуры в призабойной зоне зажигательной скважины. Однако в некоторых случаях окисление, протекающее при нормальной пластовой температуре, приводит к выделению теплоты, достаточной для непрерывного разогрева пласта и в результате к инициированию горения.

**Самовоспламенение.** Тепловая мощность, выделяемая в элементарном объеме при реакции окисления, равна произведению скорости реакции  $U$  на теплоту, выделяемую при окислении  $Q$ . Если она превышает тепловые потери в окружающую среду, то температура возрастает, скорость реакции окисления увеличивается. Если знак теплового баланса не изменяется, то рост температуры вызывает через некоторое время самовоспламенение нефти вблизи нагнетательной скважины, где концентрация кислорода максимальна. Это существенно ограничивает возможность использования противоточного горения (см. раздел 5.4.1).

Для изучения явлений, предшествующих самовоспламенению, можно воспользоваться теорией теплового взрыва. Пусть  $T_r$  — начальная абсолютная температура пласта. Представим зависимость тепловой мощности  $q$  от абсолютной температуры (рис. 6.14). В интервале температур, при которых протекает строго определенная химическая реакция, количество высвобождаемой теплоты возрастает экспоненциально с увеличением  $T$ , а количество теряемой теплоты пропорционально  $T - T_r$ . Если тепловые потери, начиная с температуры  $T_1$ , превышают тепловой эффект реакции, то температура среды, поднимаясь, стабилизируется затем на

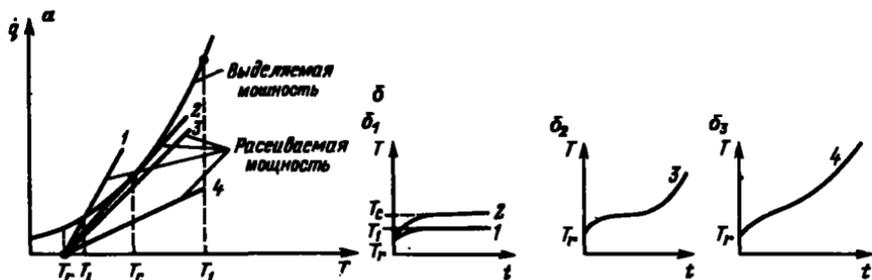


Рис. 6.14. Принципиальная схема инициирования самовоспламенения:

*a* – кривые теплового эффекта реакции и тепловых потерь; *б* – изменение температуры во времени;

$\delta_1$ : кривые 1, 2 – нет воспламенения;  $\delta_2, \delta_3$ : кривые 3, 4 – инициирование самовоспламенения

уровне  $T_1$  (кривая 1). Если же прямая, представляющая график тепловых потерь, лежит ниже критической кривой 2, то через некоторое время произойдет самовоспламенение (кривые 3, 4).

Аналитически приближенная оценка времени задержки воспламенения  $t_a$  может быть получена в том случае, если тепловые потери в среду, ограничивающую элементарный объем шпаста (посредством теплопроводности и конвекции), малы по сравнению с теплотой реакции; при этом почти вся теплота расходуется на увеличение температуры среды, объемная теплоемкость которой равна  $(\rho c)^*$ . Если  $T_i$  – температура, необходимая для инициирования реакции горения, то время задержки воспламенения в адиабатических условиях  $t_{am}$  определяется следующим интегралом:

$$t_{am} = \int_{T_r}^{T_i} \frac{(\rho c)^* dT}{QU'}$$

Скорость реакции потребления кислорода  $U'$  в условиях низкотемпературного окисления можно получить из соотношения (5.6), где  $M_{O_2}$  – масса кислорода, выраженная в граммах-молях:

$$U' = - \frac{1}{M_{O_2}} \frac{dm_{O_2}}{v dt} = \Phi \frac{\rho_a S_A}{M_{O_2}} k_0 e^{-E/RT} p_{O_2}^* \quad (6.68)$$

Если подставить выражение для  $U'$  в (6.68), получим интеграл, не имеющий простого аналитического решения:

$$t_{am} = \int_{T_r}^{T_i} \frac{(\rho c)^* M_{O_2}}{k_0 \Phi \rho_a S_A p_{O_2}^* Q} e^{E/RT} dT$$

Однако можно допустить, что в течение времени задержки воспламенения теплоемкость единицы объема  $(\rho c)^*$  не изменяется и парциальное давление кислорода в нагнетаемом воздухе остается практически постоянным и равным  $p_{O_2, i}$ . Тогда интеграл принимает вид типа  $e^x d\left(\frac{1}{x}\right)$  и его решение представляет собой ряд, сумма первых двух членов которого позволяет получить точность, превышающую один процент [6.43], т.е.

$$t_{эм} \approx \frac{(\rho c)^* M_{O_2} E/R}{k_0 \Phi \rho_A S_A p_{O_2, i} Q} \left[ \left( \frac{RT}{E} \right)^2 + 2 \left( \frac{RT}{E} \right)^3 e^{E/RT} \right] \frac{T_i}{T_r} \quad (6.69)$$

Члены, содержащие температуру воспламенения  $T_i$  ( $T_i \approx 200^\circ C$ ), малы относительно членов, содержащих  $T_r$  (температуру пласта), и ими можно пренебречь [6.43].

Тогда

$$t_{эм} \approx \frac{(\rho c)^* M_{O_2} T_r^2 (1 + 2RT_r/E)}{k_0 \Phi \rho_A S_A p_{O_2, i} Q E/R} e^{E/RT_r} \quad (6.70)$$

Для нахождения  $t_a$  необходимо знать кинетику реакции и ее экзотермичность. Как было показано в разделе 5.2.2, скорость окисления сырой нефти в пористой среде легко определяется в лабораторных условиях. С другой стороны (см. раздел 2.2.4), значения теплоты реакции окисления  $Q$  зависят от получаемых продуктов реакции (вода находится в жидком состоянии)<sup>1</sup>:

$Q \approx 105$  ккал/моль  $O_2$  для реакции полного сгорания или образования углекислоты;

$Q \approx 90$  ккал/моль  $O_2$  для реакции образования  $CO$ , альдегида, кетона;

$Q \approx 80$  ккал/моль  $O_2$  для реакции образования спирта;

$Q \approx 30$  ккал/моль  $O_2$  для реакции образования перекиси водорода.

Так как гидроперекиси стремятся к разложению и образованию иных продуктов реакции окисления,  $Q$  обычно изменяется в пределах от 80 до 105 ккал/моль  $O_2$  (или от 335 до 440 кДж/моль  $O_2$ ).

Более точно время задержки воспламенения рассчитывают при использовании одномерной численной модели (линейной или радиальной) с учетом теплообмена, обусловленного теплопроводностью и конвек-

<sup>1</sup>Если теплота реакции отнесена к случаю получения воды в парообразном состоянии, следует вычесть следующие величины (см. раздел 2.2.4):

7 ккал/моль  $O_2$  для реакции полного сгорания или образования углекислоты;

10,5 ккал/моль  $O_2$  для реакции образования  $CO$ , альдегида или кетона.

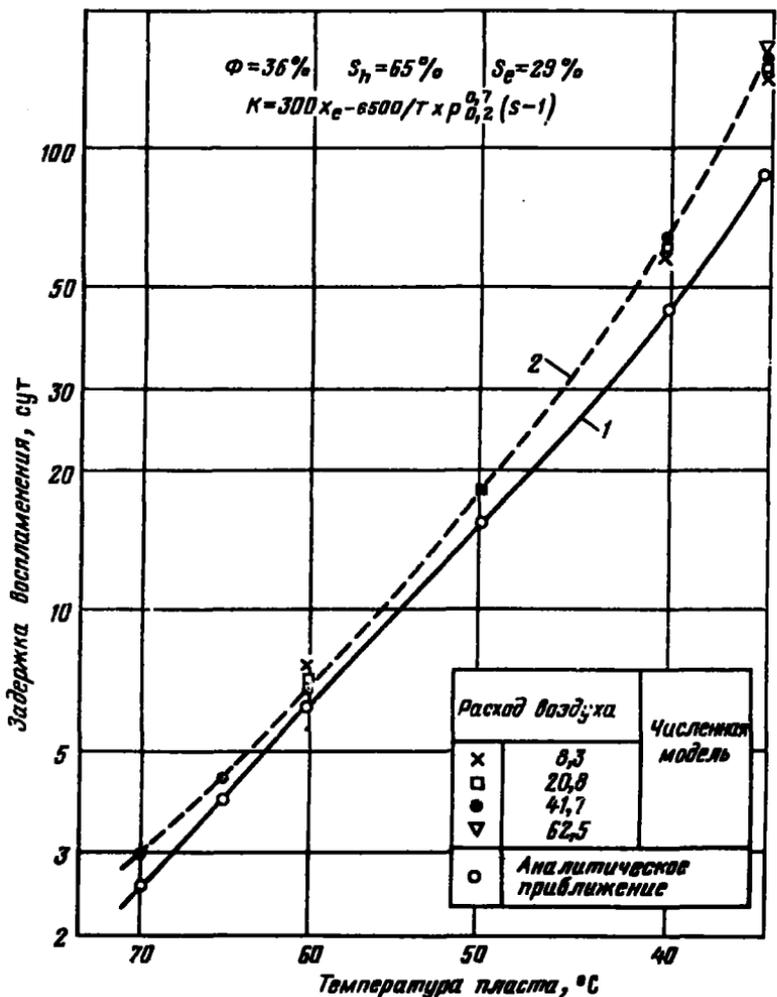


Рис. 6.15. Результаты расчета времени задержки на основе аналитической модели (кривая 1), уравнение (6.71); на основе численной модели (кривая 2)

щей [6.44]. В этом случае период задержки определяется как время, необходимое для роста температуры в одном из объемов пространства до 210 °C (рис. 6.15). Рассмотрим результаты расчетов для радиального течения нефти, обладающей средней реакционной способностью к окислению, и пористой среды с повышенной пористостью. Был выбран следующий вид связи между нормальной температурой пласта  $T_r$  и давлением  $p$  в зоне воспламенения:

$$T_r = 23 + 0,3 p \pm 2 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

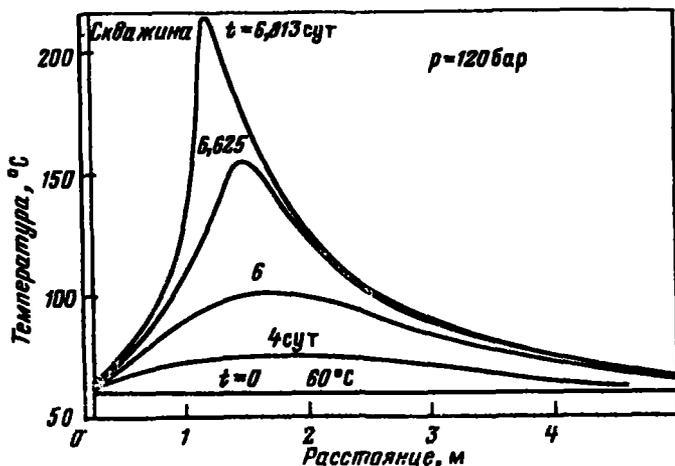


Рис. 6.16. Температурные профили в пласте в период запаздывания воспламенения [6.44]. Расход нагнетаемого воздуха: 41,7 м<sup>3</sup>/ч·м; нефть средней степени окисленности

Как можно видеть, различие между величиной  $t_{a,m}$ , полученной аналитически, и  $t_a$ , рассчитанной на численной модели, мало при незначительном периоде самовоспламенения, но начинает увеличиваться при продолжительности задержки воспламенения, превышающей 10 сут. Расход воздуха слабо влияет на  $t_a$ . Экспоненциальный характер возрастания в конце периода задержки воспламенения виден на рис. 6.16. Воспламенение происходит вблизи скважины, причем расстояние между скважиной и центром воспламенения возрастает при увеличении расхода воздуха [6.44]. После воспламенения фронт горения обычно начинает перемещаться в сторону скважины, и лишь спустя некоторое время направление его движения изменяется на обратное и начинает совпадать с направлением перемещения воздуха. В течение первоначального периода поджога необходимо следить, чтобы скважина прогревалась (см. раздел 6.3.4).

Самовоспламенение наблюдалось на ряде месторождений (табл. 6.2); вполне возможно, что нефть калифорнийских месторождений (США) обладает повышенной реакционной способностью, что облегчает самовоспламенение [6.42]. Обычно время задержки воспламенения для месторождений с температурой 50–60 °С составляло около 12 сут. Самовоспламенение часто происходит в пластах, залегающих на глубинах более 1000 м, для которых характерны повышенные температура и давление. И наоборот, в пластах, залегающих на малой глубине, часто приходится прибегать к инициированию горения техническими и химическими средствами (принудительное воспламенение).

Принудительное воспламенение. Для принудительного воспламенения достаточно разогреть призабойную зону нагнетательной скважи-

Таблица 6.2

## Примеры самовоспламенения

Месторождение	Глубина, м	Толщина пласта, м		Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	T, °C	Условия нагнетания до момента воспламенения		Время задержки до момента воспламенения, сут
		общая	эффективная			Давление, бар	Расход воздуха, м <sup>3</sup> /ч	
Саус Белридж. Калифорния („Дженерал Петролеум“)	210	11	10	0,980	30,6	15	730	100
Мидвей Сансет, Калифорния („Мобил“) Моко Санд	720	160	40	0,969	51,7	65,6	1 180	17
Калифорния С		115	70,5	0,977	29,4	11,2 в течение 16 в течение	120 сут 1 420 30 сут	150
Калифорния D		150	66	0,972	45	31,6 в течение 33,3 в течение	2 350 54 сут 3540 8 сут	62
Калифорния E		14,7	12	0,985	60	81,5	210	13
Калифорния F		22,8	15,3	0,991	51,7	62,2	1 060	9
Калифорния G		59,7	33	0,959	35	28,2	375	24
Калифорния H		63	27	0,959	23,9	8,3	1 540	47
Тиа Жуана (Венесуэла) [6.43]	500	2	12 27	0,980	39	29,6	?	35

ны (при прямооточном горении) до температуры  $T_i$ . Для этого можно использовать глубинную газовую горелку или электрический нагреватель при нагнетании теплоносителя, например водяного пара, или же высокоактивное вещество (химический поджиг), доставляемое в призабойную зону.

Допустим, что нам необходимо увеличить температуру пласта в призабойной зоне радиуса  $r_c$  вокруг скважины с радиусом  $r_p$  на  $\Delta T_i = T_i - T_r$ . При отсутствии теплопереноса теплопроводностью и конвекцией необходимо сообщить следующее количество теплоты на каждый метр пласта:

$$\frac{Q}{H} = \pi (r_c^2 - r_p^2) (\rho c) * \Delta T_i, \quad (6.71)$$

Если  $r_c = 0,8$  м,  $r_p = 0,1$  м,  $(\rho c) * \approx 2$  мДж/(м<sup>3</sup>·К) и  $\Delta T_i = 180$  °С, то  $Q/H \approx 750$  мДж/м. Количество теплоты, вводимое в пласт при его разработке, обычно превышает это значение (табл. 6.3). В большинстве примеров оно лежит в интервале от 1000 до 8000 мДж/м. Обычно 3500 мДж/м достаточно для воспламенения нефти плотностью более 0,9 г/см<sup>3</sup> в пласте толщиной более 6 м [6.45]. Большая плотность тепловой энергии требуется при разработке тонких пластов или при добыче более легкой нефти.

В комплект электрического нагревателя входят: наземный источник тока вместе с системой измерения и регулирования, передающий кабель и расположенные на глубине нагревательные элементы. Нагнетаемый воздух нагревается при контакте с нагревательными элементами до температуры, зависящей от мощности нагревателя и расхода воздуха. Так как средняя теплоемкость воздуха составляет примерно 1,2 кДж/(м<sup>3</sup>·К), увеличение температуры  $\Delta T_a$  воздуха, нагреваемого электрическим нагревателем мощностью  $P_u$  (кВт), определяется следующим образом:

$$\Delta T_a \approx \frac{3000 P_u}{v_a}, \quad (6.72)$$

где  $v_a$  — расход воздуха, м<sup>3</sup>/ч.

Таким образом, нагреватель, мощность которого (с учетом потерь при передаче энергии с поверхности) составляет 30 кВт, позволяет увеличить температуру воздуха с расходом 300 м<sup>3</sup>/ч на 300 °С. Используя введенный ранее критерий количества теплоты, необходимой для инициирования горения, определяем, что воспламеняющее устройство мощностью 30 кВт позволит обеспечить зажигание пласта толщиной 5 м в течение 2 сут (при  $Q/H \approx 1000$  мДж/м) и 15 сут (при  $Q/H \approx \approx 8000$  мДж/м).

Были разработаны различные виды электрических нагревательных устройств [6.42], [6.45], [6.46]. В некоторых из них используют нагревательные элементы из электрических проводников с керамическими изоляторами, заключенные в герметичный кожух, заполненный инертным газом. Воздух циркулирует в пространстве между кожухом и стенкой скважины и нагревается. Нагревательное устройство крепится к трубе или кабелю. Другой тип устройства, установленный на конце трубы, по которой подается воздух, состоит из нагревательных элементов, экранированных стальным кожухом и изолированных защитным слоем из порошка окиси магния. В нагревательном устройстве происходит принудительная циркуляция воздуха, который непосредственно контактирует с элементами сопротивления (рис. 6.17) [6.46]. Кроме того, для охлаждения стенок скважины в кольцевой зазор можно подать вторичный воздух, контролируя его расход.

Таблица 6.3

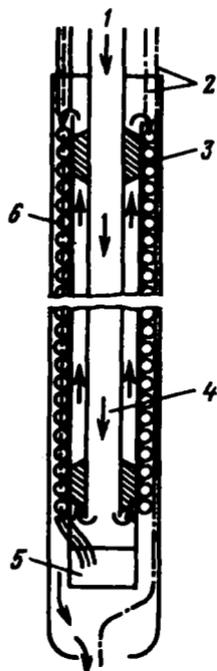
Примеры обеспечения принудительного воспламенения [6.42]

Месторождение	Эффективная толщина пласта, м	Поступающая тепловая энергия,		Способ поджига*	Мощность нагревательного устройства		Плотность нефти $d$		Давление, бар	Расход воздуха при зажигании $\text{м}^3 \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{хч}^{-1}$
		$10^6$ кДж/м	$10^5$ ккал/м		кВт	$10^6$ ккал/сут	$\frac{\gamma}{\text{см}^3}$	$^{\circ}\text{API}$		
Саусерн Оклахома	6	5,6	13,4	Е	45	0,93	0,945	18,5	9,8	10
Делавер-Диллерс Филд, Оклахома	15,3	3,5	8,4	В	145	3	0,84—0,85	35—37	—	36
Пакер Пуул, Иллинойс	10,5	—	—	Г	530	11	0,897	26,3	—	—
Саусерн Оклахома	5,1	3,2	7,6	Е	45	0,93	0,944	18,4	10,2	42
Шан Нитсу, Япония	9,9	7,7	18,5	В	194	4	0,945	18,2	—	39
Шеннон Филд, Вайоминг	9,9	1,7	4,2	В	121	2,5	0,904	25	—	47
Гууд Хилл Филд, Пенсильвания	9	11,7	28	В	73	1,5	0,807	43,9	12,6	30
I	18	1,4	3,3	Е	45	0,93	0,949	17,6	51	19
J	6	1,4	3,3	Е	29	0,6	0,925	21,4	24,5	39
K	5,4	1,4	3,3	Е	24	0,5	0,942	18,7	5,8	24
L	6	2,5	5,9	Е	29	0,6	0,969	14,5	14,6	8
N	24	0,7	1,7	Е	29	0,6	0,949	17,6	56,5	27
O	18	1,0	2,5	В	121	2,5	0,949	17,6	62,5	30
Суплаку де Баркау, Румыния [6.47]	10	5,65	13,6	В	160	3,3	0,960	15,9	5,5	54

\*Обозначения: Е — электрический нагреватель; В — горелка; Г — нагнетание теплоносителя.

Рис. 6.17. Схема электрического нагревателя [6.46] (материалы Группы по изучению подземной газификации (ГИПГ), Франция):

1 — воздух; 2 — термопары; 3 — провод; 4 — труба; 5 — электровывод; 6 — нагреватель



Для контроля температуры необходимы термопары. Для снижения потерь в токоподводящих линиях желательнее использовать трехфазный источник тока, рассчитанный на повышенное напряжение (от 440 до 880 В). Мощность глубинных электрических нагревателей колеблется от 20 до 50 кВт (см. табл. 6.3). Диаметр нагревателей позволяет спускать их в 2- и 4-дюймовые обсадные трубы.

Применение газовых горелок дает возможность избавиться от необходимости передачи энергии, ограниченной возможностью электрических нагревателей. Поэтому тепло, передаваемое в пласт от газовых горелок, превышает тепловые мощности электронагревателей. Однако работать с горелками несколько сложнее, так как необходимо строго следить за отношением воздух горючее в поступающей смеси.

Глубинные газовые горелки состоят из камеры сгорания, в которую подается топливо, смешанное с определенным (несколько превышающим стехиометрическое значение) количеством воздуха, требуемым для обеспечения стабильного горения. Газообразные продукты сгорания смешиваются с потоком вторичного воздуха, что позволяет поднять температуру газообразной смеси до 300–500 °С. Стенка камеры сгорания обычно защищена изнутри керамическим покрытием. Возгорание инициируется свечой, электросопротивлением или химически активным веществом.

Если  $Q_i$  — минимальная теплотворная способность топлива и  $\dot{m}_c$  — его массовый расход, расчетная мощность газовой горелки составляет  $Q_i \dot{m}_c$ . Так, если топливом является метан, минимальная теплотворная способность которого составляет 11 945 ккал/кг (см. табл. 5.2), или около 50 030 кДж/кг, то расчетная мощность горелки при  $\dot{m}_c = 7,2$  кг/час (10,6 м<sup>3</sup>/ч) составит 100 кВт. Количество пропана, необходимого для обеспечения данной мощности, равно 7,76 кг/ч, или же 4,17 м<sup>3</sup>/ч. Соответствующий расход воздуха должен быть в обоих случаях на уровне 100 м<sup>3</sup>/ч. Обычно номинальные мощности газовых горелок равны или превышают 100 кВт (см. табл. 6.3).

В глубинных горелках некоторых типов газообразное топливо подает-

ся на глубину по насосно-компрессорной колонне, а воздух — по кольцевому зазору между насосно-компрессорной колонной и обсадной колонной [6.45].

Система откалиброванных отверстий на верхней стороне горелки позволяет разделять воздух на первичный, поступающий в камеру сгорания, и вторичный, циркулирующий в пространстве, окружающем горелку, и смешивающийся с газами горения на выходе из нее. Такая конструкция проста, но не позволяет проводить точную коррекцию смеси газов; кроме того, изменение состава этой смеси можно провести, лишь подняв горелку на поверхность.

В установках других типов горючее и воздух подаются в камеру сгорания по двум концентрическим колоннам, причем воздух проходит в кольцевом зазоре. Такая конструкция позволяет контролировать состав смеси и при необходимости изменять его, не прерывая работ (рис. 6.18) [6.47]. Подобные установки более громоздки и требуют больших усилий при монтаже на месте, чем газовые горелки с одной подводящей колонной, однако обладают повышенной надежностью по сравнению с ними.

Иногда прибегают к предварительному нагнетанию в пласт какого-либо теплоносителя, в частности водяного пара, что позволяет поднять температуру призабойной зоны и обеспечить быстрое воспламенение при последующем нагнетании воздуха [6.33], [6.42], (см. табл. 6.3). Такой довольно громоздкий способ поджига может быть использован только при наличии парогенератора и соответствующего обустройства скважины.

Наконец, можно добиться воспламенения подачи в скважину или в призабойную зону химически высокоактивного вещества. Здесь исследованы различные виды топлива, но наиболее распространенными являются окисляющиеся (активнее пластовой нефти), а также способные к самовоспламенению или воспламенению при подаче весьма незначительной энергии.

Так, в ряде работ для облегчения воспламенения использовали легкоокисляемое льняное масло [6.48]. Помимо того, иногда в скважину помещали горючую насадку, представляющую собой слой древесного угля, пропитанного гидрофобным веществом (льняным маслом, парафиновыми углеводородами и т.д.). Такая методика была использована при организации противоточного горения на участке с пятью добывающими скважинами в ряд, между двумя рядами по пять нагнетательных скважин [6.49]. В каждую эксплуатационную скважину было помещено 23 кг древесного угля, пропитанного на 20 % по весу гидрофобным составом. Насадку эту воспламеняли детонатором. Для облегчения воспламенения в нагнетаемый воздух предварительно добавляли 1 % пропана; подавали в пласт такую смесь около 24 ч — до тех пор, пока термодиагностика не было зарегистрировано начало распространения горения в пласте [6.49].

При разработке пласта, залегающего на глубине 1000 м (месторождение Олосс, США), для облегчения воспламенения использовали 24 м<sup>3</sup>

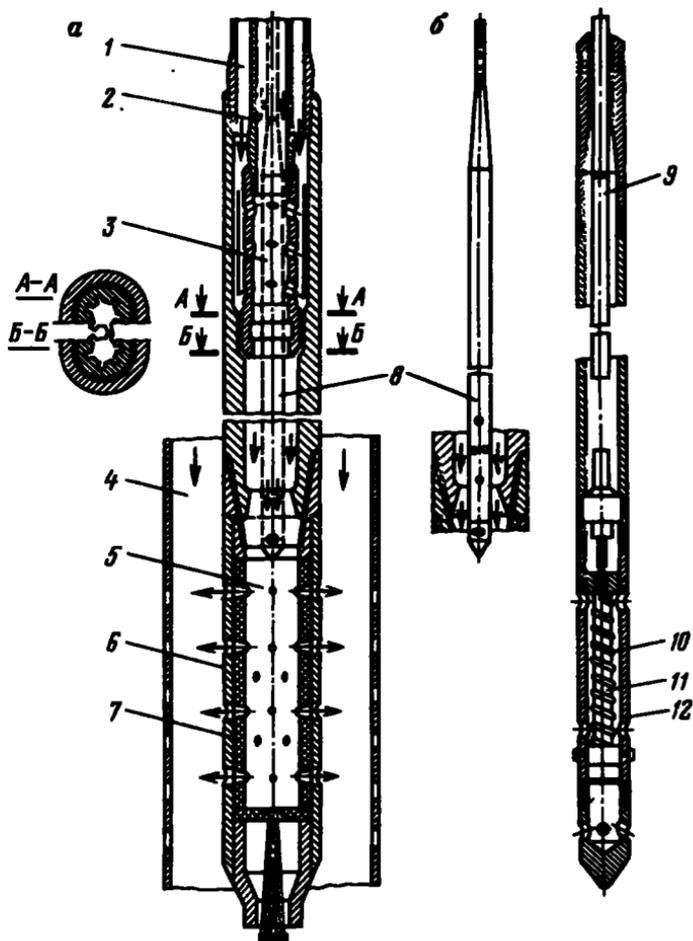


Рис. 6.18. Схема газового горелочного устройства [6.47]:

*a* – общая схема; *б* – схема инициатора воспламенения; 1 – подача первичного воздуха; 2 – подача горючего; 3 – смешивательная камера; 4 – подача вторичного воздуха; 5 – камера сгорания; 6 – стальной кожух; 7 – керамическое покрытие; 8 – инициатор воспламенения; 9 – электрический кабель; 10 – сопротивление; 11 – керамический сердечник; 12 – перфорированный металлический кожух

сырой нефти, обладающей повышенной относительно пластовой нефти способностью к окислению, не прибегая к нагревательному устройству [6.50]. При этом существовало опасение, что, несмотря на повышенный температурный уровень пласта, самовоспламенение не произойдет.

Есть ряд патентов на методы зажигания нефтяного пласта путем использования самовоспламеняющихся веществ, таких, как триэтилборан. Иногда он используется для поджига газовых горелок – небольшое количество триэтилборана подается в топливоподводящую трубу и воспла-

меняется при контакте с воздухом первичного контура. Имеются предложения инициировать горение нагнетанием сильного окислителя, например перекиси водорода, активно реагирующей с пластовой нефтью при выделении большого количества теплоты.

Подытожив сказанное, можно отметить, что способ химического инициирования воспламенения является совершенным, но не простым решением проблемы. При этом необходимо обеспечить полное окисление химического вещества в пласте, избегая возникновения неконтролируемого процесса его горения непосредственно в скважине. Именно по этой причине при работах на месторождении Фостертон Носвест в Канаде [6.48] льянное масло подавалось в пласт между двумя водяными пробками.

### 6.3.2. Сжатие воздуха

При внутрипластовом горении затраты энергии на получение необходимого количества воздуха при требуемом давлении составляют значительную часть общих затрат, причем тем большую, чем выше давление нагнетания. Поэтому, по крайней мере в предварительных расчетах, необходимо хотя бы приблизительно оценить возможные энергетические затраты и сравнить их с энергией нефти, которую планируется извлечь в ходе работ. Добавим, что компрессоры относятся к числу основных потребителей энергии при осуществлении процесса внутрипластового горения нефти.

Чаще всего в полевых условиях пользуются поршневыми компрессорами, иногда ротационными, первая ступень которых, правда, редко, относится к компрессорам осевого типа. В компрессорах первого типа воздух сжимается при непосредственном уменьшении объема за счет перемещения поршня. Основным узлом ротационных компрессоров является вращающееся турбинное колесо с лопатками; в таких компрессорах воздух разгоняется, а затем его кинетическая энергия преобразуется в энергию сжатия.

В приводимых далее рассуждениях воздух рассматривается как реальный газ, удовлетворяющий уравнению состояния

$$\frac{p}{\rho} = Z \frac{R}{M} T, \quad (6.73)$$

где  $R = 8,314$  Дж·моль<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup> — универсальная газовая постоянная;  $M$  — молекулярная масса ( $M = 2,89 \cdot 10^{-2}$  кг·моль<sup>-1</sup> для воздуха);  $p$  — давление, Па;  $\rho$  — плотность, кг·м<sup>-3</sup>;  $T$  — абсолютная температура, К;  $Z$  — коэффициент сжимаемости.

Для calorических свойств могут быть приняты обычные упрощающие допущения. Пусть  $\mathcal{H}$  и  $\mathcal{H}$  — соответственно удельная энтальпия и внутренняя энергия газа. Тогда

$$d\mathcal{H} - dH = d\left(\frac{p}{\rho}\right),$$

т.е.

(6.74)

$$(c_p - c_v) dT = d\left(\frac{p}{\rho}\right),$$

где  $c_p$  и  $c_v$  — удельная теплоемкость соответственно при постоянных давлении и объеме.

Из (6.73) получаем

$$d\left(\frac{p}{\rho}\right) = Z \frac{RT}{M} \left(\frac{dT}{T} + \frac{dZ}{Z}\right).$$

В первой ступени компрессора обычно  $dZ/Z$  очень мало относительно  $dT/T$ , и им можно пренебречь. Тогда

$$c_p - c_v = \frac{ZR}{M}$$

или

(6.75)

$$c_p = \frac{\gamma ZR}{(\gamma - 1)M},$$

где

$$\gamma = \frac{c_p}{c_v}.$$

При адиабатическом обратимом процессе

$$c_v dT = \frac{dp}{\rho} \tag{6.76}$$

или, используя (6.73),

$$\frac{dp}{\rho} = \frac{ZRT}{M} \left(\frac{d\rho}{\rho} + \frac{dT}{T} + \frac{dZ}{Z}\right).$$

Как отмечалось ранее,  $dZ/Z$  мало относительно  $dT/T$  и, следовательно,

$$\frac{dp}{\rho} = \frac{ZR}{M} \left(T \frac{d\rho}{\rho} + dT\right),$$

Подставив это выражение в (6.76), с учетом (6.75) получим

$$\frac{dp}{p} = \frac{1}{\gamma - 1} \frac{dT}{T} \quad (6.77)$$

Если допустить теперь, что величина  $\gamma$  не изменяется в ходе сжатия воздуха в первой ступени компрессора и равна значению на входе, то можно проинтегрировать (6.77) и получить

$$p \cdot T^{-1/(\gamma-1)} = Cte$$

или

$$p \cdot T^{-\gamma/(\gamma-1)} = Cte \quad (6.78)$$

при условии, что  $Z$  остается постоянной в каждой ступени сжатия.

В компрессорах, используемых при осуществлении внутрипластового горения, можно считать, что величина  $\gamma = 1,40$ , что приводит к ошибке в 2 % по мощности и температуре. Результаты улучшаются, если определить среднее значение  $Z$  между величинами на входе и выходе, когда давление на выходе превышает 30 бар.

В действительности процессы в компрессорах не являются ни адиабатическими (вследствие тепловых потерь во внешнюю среду), ни обратимыми (вследствие трения механических деталей и трения воздуха о стенки камеры), в ходе сжатия происходит выделение тепла и дросселирование, влекущее за собой падение давления. Кроме того, часть мощности привода компрессора безвозвратно теряется в разных узлах оборудования.

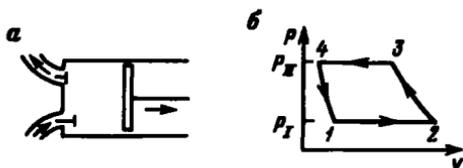
Единственным показателем, интересующим потребителя, является энергетический к.п.д., т.е. отношение количества энергии, приобретенной воздухом в компрессоре, к общему количеству механической энергии, затраченной на сжатие.

Основные сведения об энергии сжатия. В поршневом компрессоре (рис. 6.19, а) заключенный в цилиндр поршень совершает возвратно-поступательное движение с заданной частотой и амплитудой. Впускной и выхлопной клапаны обеспечивают впуск воздуха в рабочее пространство и его выпуск после сжатия.

Начальным состоянием газа (рис. 6.19, б) является точка 1, из которой газ изобарно-изотермически при температуре  $T_1$  и давлении  $p_1$  переходит в состояние 2, при этом открыт только входной клапан. Далее происходит адиабатическое сжатие от давления  $p_1$  до давления  $p_{II}$  (переход из точки 2 в точку 3) при постоянной массе — все клапаны закрыты, затем — изобарно-изотермический переход из точки 3 в точку 4 при температуре  $T_{II}$  и давлении  $p_{II}$ , при котором открыт только выпускной клапан, и, наконец, адиабатическое расширение от давления  $p_{II}$  до давления  $p_1$  (из точки 4 в точку 1) при закрытии всех клапанов. Это расширение обусловлено существованием вредного пространства, не-

Рис. 6.19. Принцип действия поршневого компрессора:

*a* — схема компрессора; *б* — термодинамический цикл компрессора



необходимого для открывания и закрывания клапанов. Именно поэтому при открывании впускного клапана воздух может проникнуть в цилиндр лишь при условии возврата давления на уровень давления всасывания  $p_1$ .

Энергия, необходимая для сжатия воздуха в одном цикле, равна

$$\begin{aligned}
 W &= -\int_1^2 p \, dv - \int_2^3 p \, dv - \int_3^4 p \, dv - \int_4^1 p \, dv = \\
 &= -p_1 (v_2 - v_1) - \int_2^3 p \, dv - p_{11} (v_4 - v_3) - \int_4^1 p \, dv,
 \end{aligned}$$

где  $v$  — объем, занимаемый воздухом.

Интегрируя по частям, получаем

$$\int_2^3 p \, dv = p_{11} v_3 - p_1 v_2 - \int_2^3 v \, dp,$$

$$\int_4^1 p \, dv = p_1 v_1 - p_{11} v_4 - \int_4^1 v \, dp,$$

откуда

$$W = \int_2^3 v \, dp + \int_4^1 v \, dp = \int_2^3 v \, dp - \int_1^4 v \, dp, \quad (6.79)$$

Первое начало термодинамики для данной массы газа можно записать в виде

$$dq = m \, dH + p \, dv,$$

где  $H$  — удельная внутренняя энергия;  $q$  — количество получаемой извне тепловой энергии.

Но

$$m \, d\mathcal{H} = m \, dH + d(pv),$$

где  $\mathcal{H}$  — удельная энтальпия.

Отсюда

$$dq = m d\mathcal{H} - v dp$$

и

$$\int_{p_1}^{p_{11}} v dp = m (\mathcal{H}'_{11} - \mathcal{H}'_1) - q_{11} \quad (6.80)$$

Учитывая, что  $m = v_2 \rho_1$  между точками 2 и 3 и  $m = v_1 \rho_1$  между точками 1 и 4, и подставив (6.80) в (6.79), получаем

$$W = (v_2 - v_1) \rho_1 (\mathcal{H}_{11} - \mathcal{H}_1) - \Sigma q = m_a (\mathcal{H}_{11} - \mathcal{H}_1) - \Sigma q,$$

где  $m_a$  — масса впускаемого или выпускаемого воздуха;  $\Sigma q = q_2^3 - q_1^4$  — тепловая энергия, поступающая извне за время цикла.

Следовательно, при большом количестве циклов мощность, затрачиваемая на сжатие воздуха, составляет

$$P_c = \dot{m}_a (\mathcal{H}_{11} - \mathcal{H}_1) - \dot{Q}, \quad (6.81)$$

где  $\dot{m}_a$  — средний массовый расход воздуха;  $\dot{Q}$  — средний поток тепловой энергии, поступающей извне.

В центробежном или осевом компрессоре воздух с температурой  $T_1$  и давлением  $p_1$  увлекается вращающимися с постоянной скоростью лопастями. При этом возрастает его кинетическая энергия. Затем скорость воздуха падает в диффузоре и кинетическая энергия трансформируется в энергию сжатия. На выходе из компрессора температура воздуха равна  $T_{11}$ , а давление —  $p_{11}$ .

Расчет энергии, необходимой для сжатия воздуха, в центробежном компрессоре аналогичен расчету для поршневого компрессора, если допустить, что кинетическая энергия воздуха на входе и выходе компрессора малы по сравнению с энергией сжатия.

При непрерывном режиме параметры воздуха на входе равны  $p_1$  и  $T_1$ , а на выходе —  $p_{11}$ ,  $T_{11}$  при неизменном массовом расходе.

Запишем уравнение баланса потенциальной энергии. За время  $\delta t$  разность потенциальной энергии на входе и выходе составляет

$$(\rho_{11} \dot{v}_{a11} - \rho_1 \dot{v}_{a1}) \delta t,$$

где  $\dot{v}_{a11}$  и  $\dot{v}_{a1}$  — объемные расходы, соответственно, на выходе и входе компрессора.

За то же время  $\delta t$  потенциальная энергия воздуха изменяется на

$$-\delta t \int_1^{11} p d\dot{v}_a$$

Отсюда энергия, сообщаемая воздуху при его сжатии, равна

$$P_c = \rho_{11} \dot{v}_{a11} - \rho_1 \dot{v}_{a1} - \int_1^{11} p d\dot{v}_a = \int_1^{11} \dot{v}_a dp$$

и с учетом (6.80)

$$P_o = \dot{m}_a (\mathcal{H}_{11} - \mathcal{H}_1) - \dot{Q},$$

где  $\dot{m}_a$  — массовый расход воздуха;  $\dot{Q}$  — поток тепловой энергии, получаемой извне.

Следовательно, энергия сжатия определяется одной и той же формулой независимо от типа компрессора.

При адиабатическом процессе для газа, не обладающего вязкостью,

$$P_{c,t} = \dot{m}_a \bar{c}_p (T_{11} - T_1),$$

где  $\bar{c}_p$  — среднее значение теплоемкости.

$$\begin{aligned} P_{c,t} &= \dot{m}_a \frac{\gamma}{\gamma - 1} \frac{\bar{Z} R T_1}{M} \left( \frac{T_{11}}{T_1} - 1 \right) = \\ &= \dot{m}_a \frac{\gamma \bar{Z}}{\gamma - 1} \frac{R}{M} T_1 \left[ \left( \frac{p_{11}}{p_1} \right)^{(\gamma - 1)/\gamma} - 1 \right]. \end{aligned} \quad (6.82)$$

Вследствие тепловых потерь ( $\dot{Q} < 0$ ) работа сжатия всегда превышает прирост энтальпии.

Увеличение энтальпии  $\mathcal{H}_{11} - \mathcal{H}_1$  реального, т.е. вязкого, газа обусловлено его сжатием, а также диссипацией энергии вследствие трения о стенки компрессора и внутреннего трения. В этом случае величина  $\mathcal{H}_{11} - \mathcal{H}_1$  (т.е. увеличение температуры) всегда превышает разность энтальпии, получаемую в адиабатическом процессе для той же степени сжатия. Поэтому всегда вводится так называемый адиабатический к.п.д.:

$$\eta_t = \frac{\Delta T_i}{\Delta T_r}, \quad (6.83)$$

где  $\Delta T_i = T_{11,i} - T_1$  — повышение температуры при адиабатическом процессе;  $\Delta T_r = T_{11,r} - T_1$  — повышение температуры в реальном процессе.

Тогда

$$\Delta T_r = \frac{T_1}{\eta_t} \left[ \left( \frac{p_{11}}{p_1} \right)^{(\gamma - 1)/\gamma} - 1 \right], \quad (6.84)$$

$$P_o = \frac{\dot{m}_a}{\eta_t} \frac{\gamma}{\gamma - 1} \frac{\bar{Z} R T_1}{M} \left[ \left( \frac{p_{11}}{p_1} \right)^{(\gamma - 1)/\gamma} - 1 \right] - \dot{Q}. \quad (6.85)$$

Однако не следует забывать, что часть энергии привода компрессора потребляется в передающих и вспомогательных узлах. Поэтому вводится механический к.п.д.  $\eta_m$ , представляющий собой отношение энергии  $P_c$ ,

необходимой для сжатия воздуха, к энергии  $P_m$ , подводимой к компрессору. Вследствие этого

$$P_m = \frac{P_c}{\eta_m} = \frac{1}{\eta_m} \left\{ \dot{m}_a \frac{\gamma}{\gamma-1} \frac{ZRT_1}{M\eta_i} \left[ \left( \frac{p_{11}}{p_1} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] - \dot{Q} \right\} \quad (6.86)$$

Отметим, что приведенные ниже кривые к.п.д. справедливы при использовании сухого воздуха. При разработке компрессоров обычно принимается во внимание максимальная влажность в месте планируемой их установки и вводится поправка, которой можно пренебречь при приближенных расчетах.

**Поршневые компрессоры.** Из-за увеличения температуры, вызванной сжатием воздуха, степень сжатия ограничена возможностью обеспечения герметичности между боковой поверхностью поршня и стенками цилиндра. Для этого используются поршневые кольца следующих типов: металлические, требующие смазки, и пластмассовые, способные работать без нее.

При повышении температуры смазочные масла разлагаются, теряют свои свойства и даже могут воспламеняться при контакте с воздухом, температура которого падает с ростом давления. Использование высококачественного смазочного масла, как правило, синтетического, с повышенной температурой воспламенения позволяет увеличить максимальную рабочую температуру до 140–160 °С. В условиях низких температур окружающей среды запускать компрессор необходимо при температуре, превышающей порог текучести смазочного масла.

Поршневые кольца, способные работать без смазки, изготавливают из тефлона с наполнителями. Такие кольца работают до давления 100 бар. При повышении температуры тефлон теряет свои свойства, поэтому не рекомендуется поднимать ее более чем до 160 °С.

Теплота, выделяемая при трении поршневых колец о стенки цилиндра, также способствует возрастанию энтальпии воздуха. Поэтому, чтобы не превысить максимальную рабочую температуру поршневых колец, стенки цилиндра охлаждаются циркулирующей водой. Мощность, уносимая водой, составляет лишь 0,2÷0,3 % мощности, необходимой для сжатия. Таким образом, можно полагать, что поршневой компрессор является адиабатическим.

Однако процесс сжатия воздуха отнести к таковому нельзя. Действительно, если трение воздуха о стенки цилиндра пренебрежимо мало, то внутреннее трение, возникающее при работе впускного и выхлопного клапанов, имеет заметный эффект.

При впуске воздуха давление в цилиндре на  $\Delta p_I$  ниже  $p_I$  на входе, а при выхлопе — на  $\Delta p_{II}$  выше  $p_{II}$  на выходе, так что степень сжатия в цилиндре не  $p_{II}/p_I$ , а  $(p_{II} + \Delta p_{II}) / (p_I - \Delta p_I)$ . Как и при дросселировании, энтальпия или температура для идеального газа остаются постоянными

$$\frac{T_{IIr}}{T_I} = \left( \frac{p_{II} + \Delta p_{II}}{p_I - \Delta p_I} \right)^{(\gamma - 1)/\gamma}$$

и адиабатический к.п.д. записывается следующим образом:

$$\eta_i = \frac{T_{IIi} - T_I}{T_{IIr} - T_I} = \frac{\left( \frac{p_{II}}{p_I} \right)^{(\gamma - 1)/\gamma} - 1}{\left( \frac{p_{II} + \Delta p_{II}}{p_I - \Delta p_I} \right)^{(\gamma - 1)/\gamma} - 1}$$

Кривая зависимости  $\eta_i$  от степени сжатия (рис. 6.20) является усредненной для обычных компрессоров, которые в дальнейшем будут называться классическими. Компрессоры с большими к.п.д. используются при повышенных расходах воздуха и небольших степенях сжатия, причем повышение к.п.д. достигается за счет снижения потерь на трение и потерь напора в клапанах [6.51].

К факторам, ограничивающим диапазон работы поршневых компрессоров, относится зависимость степени сжатия от температуры воздуха на входе компрессора и максимально допустимой температуры, достигаемой при сжатии (рис. 6.21).

Следует также принимать во внимание и величину механического к.п.д.  $\eta_m$ , в котором учтены потери мощности за счет трения в подшипниках, поршневых кольцах и уплотнительных прокладках между штоком и герметичным кожухом и т.д., а также потребление мощности масляным и водяным насосами. Для классических компрессоров обычно полагают  $\eta_m = 0,96$ .

Если требуемая степень сжатия не может быть достигнута в одном

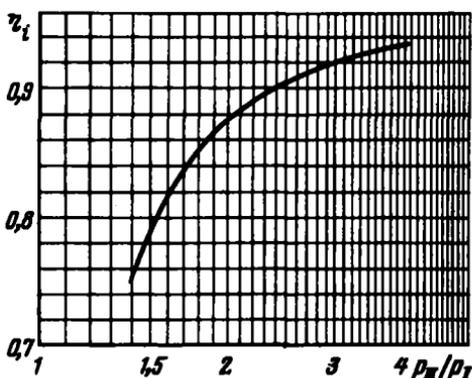


Рис. 6.20. Средний адиабатический к.п.д. для поршневых компрессоров классического типа

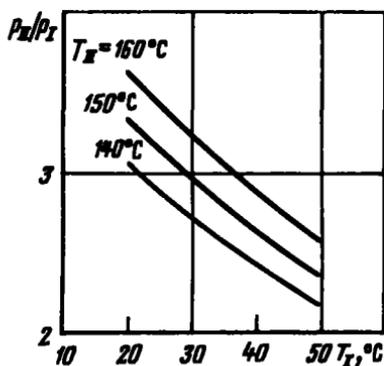


Рис. 6.21. Зависимость степени сжатия от температуры воздуха на входе и выходе поршневых компрессоров

компрессоре, следует использовать несколько последовательных компрессоров. Температура воздуха, охлажденного в теплообменнике, установленном между двумя ступенями компрессора, не должна существенно превышать максимально допустимую температуру первой ступени, иначе число ступеней будет возрастать, а к.п.д. — снижаться.

Для компрессоров классического типа со смазываемыми поршневыми кольцами при допустимой рабочей температуре около  $45^{\circ}\text{C}$  не следует в одной степени превышать степень сжатия, равную 2,5 (см. рис. 6.21).

Для  $j$ -й степени сжатия с давлением на входе  $p_{1,j}$  (температурой  $T_{1,j}$ ) и давлением на выходе  $p_{11,j}$ , работа сжатия определяется следующим образом:

$$P_{m,j} = \frac{\dot{m}_a}{\eta_m \eta_{i,j}} \frac{\gamma}{\gamma - 1} \frac{Z_j R T_{1,j}}{M} \left[ \left( \frac{p_{11,j}}{p_{1,j}} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right]. \quad (6.87)$$

Отметим, что давление  $p_{1,j+1}$  на входе  $(j+1)$ -й ступени несколько ниже давления  $p_{11,j}$  на выходе  $j$ -й ступени вследствие потерь в теплообменнике, установленном между ними (см. раздел 6.3.2).

Если количество воздуха выразить через объемный расход  $\dot{v}'_{a0}$  при стандартных условиях (например,  $p_0 = 1,013$  бар и  $T_0 = 288$  К) и положить  $Z_0 = 1$ , что очень близко к реальности, то для  $j$ -й ступени сжатия получаем:

$$P_{m,j} = \frac{\dot{v}'_{a0}}{\eta_m \eta_{i,j}} \frac{\gamma}{\gamma - 1} p_0 Z_j \frac{T_{1,j}}{T_0} \left[ \left( \frac{p_{11,j}}{p_{1,j}} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right]. \quad (6.88)$$

Повышение температуры воздуха при сжатии  $\Delta T_{r,j} = T_{11,j} - T_{1,j}$  составляет

$$\Delta T_{r,j} = \frac{T_{1,j}}{\eta_{i,j}} \left[ \left( \frac{p_{11,j}}{p_{1,j}} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right]. \quad (6.89)$$

Срок службы поршневых колец в компрессорах классического типа при соблюдении условий эксплуатации составляет 10 000–15 000 ч, а подвижных узлов клапанов — около 8000 ч [6.51]. Отсюда следует, что на установке, работающей в течение нескольких лет, необходимо иметь запасные компрессоры, включаемые при возникновении неисправностей в работающих компрессорах или при их профилактическом осмотре (обычно в резерве имеются три компрессора при четырех работающих).

Существуют компрессоры производительностью до 40 000  $\text{м}^3/\text{ч}$ , способные обеспечить любую необходимую степень сжатия воздуха, нагнетаемого в пласт. Максимальная мощность таких компрессоров достигает 18 000 кВт при частоте вращения коленчатого вала от  $130 \text{ мин}^{-1}$

для больших мощностей, до  $600 \text{ мин}^{-1}$  — для малых. Пример расчета компрессора дан в приложении А.6.2.

Центробежные компрессоры. Как для поршневых, так и для центробежных компрессоров существует максимальная температура воздуха на выходе. Повышение температуры влечет за собой увеличение линейных размеров вращающихся узлов, которые не должны соприкасаться с неподвижными деталями. Хотя обычно допускают, что максимальная температура составляет около  $250^\circ\text{C}$ , в практике обычно выбирают степень сжатия таким образом, чтобы температура воздуха не превышала  $210^\circ\text{C}$ .

Как и в поршневых компрессорах, тепловые потери в окружающую среду очень малы относительно энергии, потребляемой для увеличения энтальпии воздуха. Поэтому центробежные компрессоры можно считать адиабатическими. Однако в отличие от поршневых в центробежных компрессорах существенную роль играет трение воздуха о ступени, приводящее к выделению ощутимого количества теплоты. Следовательно, сжатие воздуха неизэнтропно.

Рассмотрим более подробно центробежные компрессоры. Для одной и той же степени сжатия число и размеры лопаток турбины и, следовательно, площадь поверхности, на которой возникает трение, увеличиваются медленнее, чем объемный расход газа на входе. С другой стороны, при одном и том же объемном расходе воздуха на входе в компрессор адиабатический к.п.д. снижается при увеличении степени сжатия, так как возрастают потери на трение о стенки, в основном в диффузоре. Все это нашло отражение в виде кривых (рис. 6.22), которые являются усредненными для всех промышленных компрессоров классического типа. Следует отметить, что если компрессор состоит из нескольких последовательных ступеней без промежуточных охладителей, бессмысленно проводить расчет по каждой ступени; расчет компрессора как целого дает результат, отличный лишь на 1 % от детального расчета каждой ступени отдельно.

Утечки воздуха из компрессора через уплотнительные соединения, хотя и незначительные, приводят к повышению энергозатрат на сжатие. Трение в подшипниках также приводит к небольшой потере энергии. Эти типы потерь составляют лишь поправочный член в выражении для мощности сжатия. Их величина зависит, во-первых, от объемного расхода воздуха на входе в компрессор и, во-вторых, от числа оборотов и мощности установки (рис. 6.23).

Величина  $P_c$  определяется также выражением (6.85) при  $\dot{Q} = 0$ . Для нахождения  $P_m$  можно использовать соотношение (6.87) или (6.88) при

$$\eta_m = \frac{1}{1 + \frac{P_s}{P_c}}$$

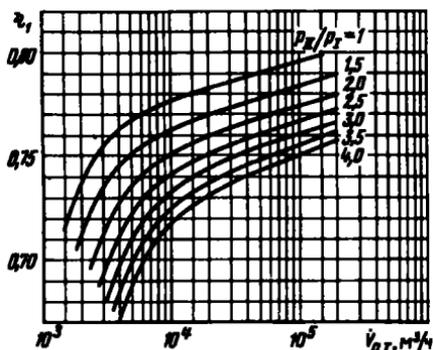
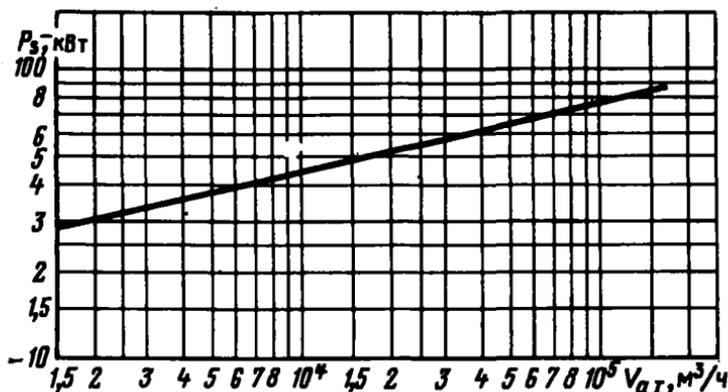


Рис. 6.22. Усредненный адиабатический к.п.д. центробежных компрессоров классического типа

Рис. 6.23. Потери мощности вследствие утечек воздуха и трения в центробежных компрессорах



Однако для  $j$ -й ступени сжатия удобнее пользоваться формулой

$$P_{m,j} = \frac{\dot{m}_a}{\eta_{t,j}} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot Z_j \frac{RT_{1,j}}{M} \left[ \left( \frac{p_{11,j}}{p_{1,j}} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] + P_{s,j} \quad (6.90)$$

или, если количество воздуха выразить через объемный расход при нормальных давлении  $p_0$  и температуре  $T_0$ :

$$P_{m,j} = \frac{\dot{v}_{a0}}{\eta_{t,j}} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot p_0 Z_j \frac{T_{1,j}}{T_0} \left[ \left( \frac{p_{11,j}}{p_{1,j}} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] + P_{s,j} \cdot (6.91)$$

Увеличение температуры воздуха всегда определяется формулой (6.89).

Следует отметить, что на рис. 6.22 и 6.23

$$\dot{v}_{a1,j} = \dot{m}_a \frac{1}{p_{1,j}} \frac{Z_j RT_{1,j}}{M} = \dot{v}_{a0} \frac{p_0}{p_{1,j}} \frac{Z_j T_{1,j}}{T_0}$$

В таких компрессорах нет изнашивающихся деталей и воздух никогда не увлекает с собой масло, которое могло бы разлагаться под действием температуры. Поэтому они могут работать в течение 2–3 лет все 24 часа в сутки [6.51].

В современных компрессорах давление воздуха на выходе составляет  $\sim 100$  бар, а в некоторых случаях достигает 400 бар, максимальный расход воздуха  $\sim 120\,000$  м<sup>3</sup>/ч и максимальная скорость вращения при использовании мультипликатора  $15\,000$  мин<sup>-1</sup>.

Выбор типа компрессора. Существуют компрессоры трех типов: поршневые, центробежные и осевые (рис. 6.24). Кривые, относящиеся к поршневым и центробежным компрессорам, построены на основе их рабочих расходов, степеней сжатия, к.п.д., а также исходя из их стоимости, габаритов и т.д. Однако не следует забывать об осевых компрессорах. Они прекрасно работают при очень высоких расходах воздуха, а при невозможности обеспечения требуемого давления на их выходе следует устанавливать центробежные компрессоры.

Границы областей применения компрессоров не являются строго определенными. Они зависят от следующих факторов: повышения к.п.д. и расширения границ устойчивости; увеличения допустимых пределов давлений и температур; свойств материалов; развития технологий; характеристик приводного двигателя.

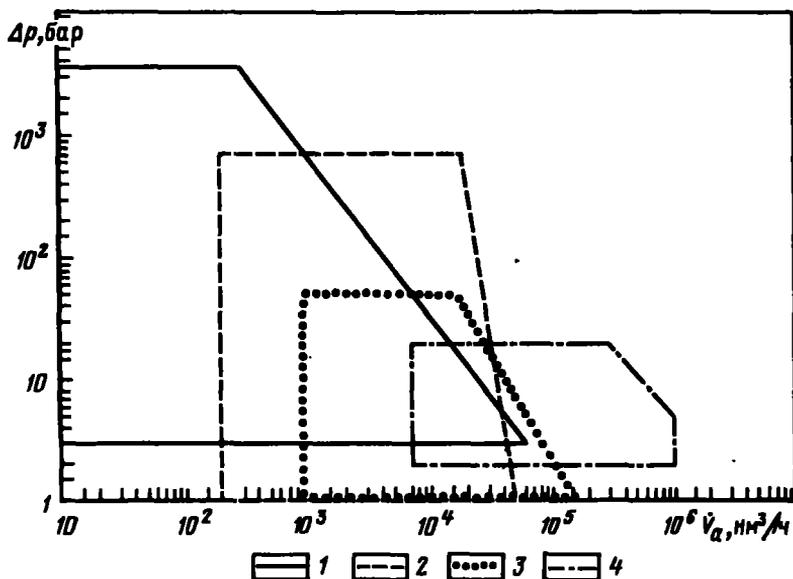


Рис. 6.24. Области применения компрессоров различных типов:

1 – поршневые компрессоры; 2 – центробежные компрессоры с вертикальным разъемом; 3 – центробежные компрессоры с горизонтальным разъемом; 4 – осевые компрессоры

Приводные двигатели и соединительные узлы. Потребление первичной энергии. Двигатели подразделяются на следующие типы: мало- или среднеоборотные дизели; газовые поршневые малооборотные двигатели; газовые турбины; электрические синхронные или асинхронные двигатели с постоянной скоростью вращения; электрические синхронные или асинхронные двигатели с переменным числом оборотов.

Двигатели двух первых типов соответствуют поршневым компрессорам, так как их скорость вращения невелика и они могут быть непосредственно подсоединены друг к другу. Газовая турбина, обладающая высокой скоростью вращения и способная развивать значительную мощность, хорошо согласуется с центробежными компрессорами, имеющими или не имеющими мультипликаторы. Электродвигатели с постоянным числом оборотов могут быть использованы совместно с компрессором любого типа при установке промежуточного мультипликатора для центробежных компрессоров и при необходимости — редуктора для поршневых.

Преимуществом приводных двигателей с переменной скоростью вращения является легкость их запуска и настройки на требуемые расход и давление нагнетания, что позволяет экономить энергию, снижая потери при дросселировании. Именно эти факторы привели к появлению электродвигателей с переменной скоростью вращения. Они могут быть синхронными или асинхронными и иметь статический регулятор частоты (мощностью от 0,2 до 24 МВт). Их к.п.д. не зависит от числа оборотов. Включение таких двигателей не представляет сложностей, и в процессе пуска потребляется незначительное количество энергии.

При больших мощностях наиболее удобна газовая турбина, так как этот тип двигателя характеризуется сравнительно низкой стоимостью, массой и габаритами.

К наименее надежным относятся газовые поршневые двигатели, более надежны газовые турбины (выдерживающие до 30 000 ч непрерывной эксплуатации без осмотра), затем — электродвигатели (табл. 6.4).

Количество потребляемой при сжатии воздуха энергии можно выразить в тоннах нефтяного эквивалента (тнэ). Если предположить, что для получения 1 МДж тепловой энергии надо сжечь  $2,4 \cdot 10^{-5}$  тнэ, то 1 тнэ эквивалентна  $10^5 \cdot \eta_T / 2,4$  МДж на валу двигателя, где  $\eta_T$  — тепловой к.п.д. преобразования первичной энергии в механическую. Для дизельного или газового поршневого двигателя и для газовой турбины к.п.д. ( $\eta_T$ ) является термическим к.п.д. ( $\eta_T$ ) двигателя или турбины. Для электродвигателя  $\eta_T = \eta_T \eta_e$  (к.п.д. преобразования тепловой энергии в электрическую в настоящее время примерно 39 % для электростанций), где  $\eta_e$  — к.п.д. электродвигателя.

Таким образом, можно провести сравнение потребления компрессорами тепловой энергии, выраженной в тнэ, с ожидаемым объемом нефтедобычи при внутрипластовом горении (рис. 6.25). Для упрощения расчетов было принято, что 1 МДж электроэнергии, затрачиваемой на привод вала двигателя, соответствует  $6,3 \cdot 10^{-5}$  тнэ.

Компрессорная установка и взаимное согласование расхо-

Таблица 6.4

## Характеристики приводных двигателей различных типов

Параметр	Дизель 2-тактный	Дизель средне- оборотный (4- тактный)	Газовый поршне- вой дви- гатель (2- тактный)	Газовая турбина	Электродвигатель
Вырабатываемая мощность, МВт	6-22	3-10	4-19	3-30	0,2-30
Частота враще- ния, мин <sup>-1</sup>	90- 170	500-600	300-600	6000- 14 000	3000 (без регулятора частоты) 400-5000 (с регуля- тором частоты)
Электрический к.п.д.	-	-	-	-	0,85-0,95 (без регу- лятора частоты) 0,82-0,92 (с регуля- тором частоты)
Суммарный к.п.д. $\eta_{\Sigma}$ относи- тельно потребле- ния первичной энергии	0,40 (0,44 при нали- чии турбоком- прессора, рабо- тающего на от- работавшем газе)	0,35 (0,385 при нали- чии тур- боком- прессора, работа- ющего на отрабо- тавшем газе)	0,30-0,34	0,32-0,37 <sup>1</sup>	

<sup>1</sup>  $\eta_{\Sigma}$  электростанций, работающих на жидком топливе, равен 0,387.

дов и давлений. Схема компрессорной установки (рис. 6.26) включает следующие элементы.

1. Систему воздухозабора. Для предохранения механических узлов установки от эрозии воздухом, поступающий в первую ступень компрессора, необходимо пропускать через пылеулавливающий фильтр. Площадь его поверхности должна быть достаточно большой во избежание потери напора воздуха и засорения самого фильтра. Воздухозаборник должен быть предохранен от попадания и всасывания дождевых капель. За фильтром следует установить глушитель, снижающий шум работающего компрессора, а также в случае поршневых компрессоров вибрацию, возникающую вследствие пульсаций воздуха, которая может привести к разрушению фильтра.

2. Компрессор с приводным двигателем. Компрессор поставляется изготовителем в комплекте со всем необходимым оборудованием, включая теплообменники для охлаждения воздуха и блоки очистки от масла, необходимые на выходе каждого компрессора.

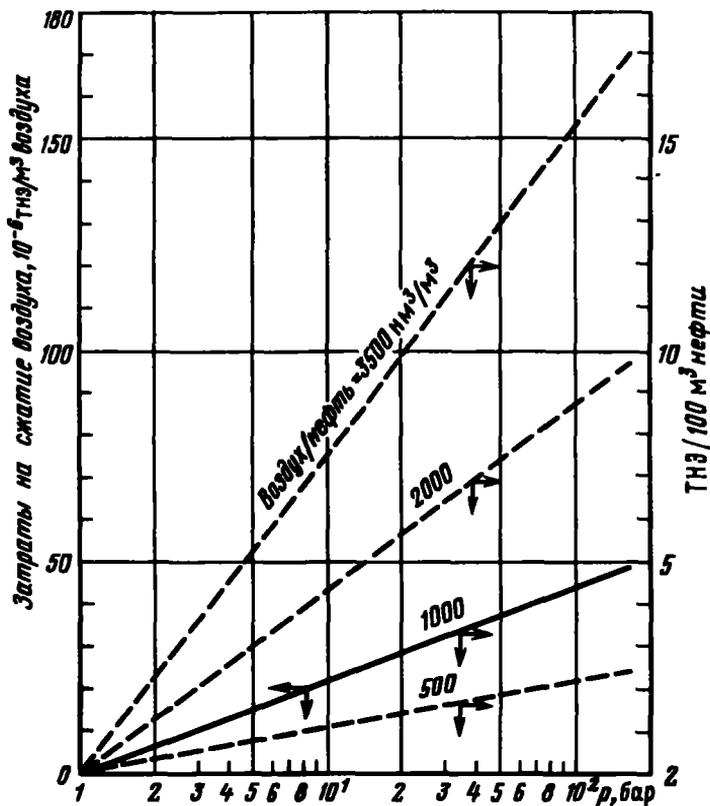


Рис. 6.25. Зависимость затрат на сжатие воздуха от давления и отношения объема сжимаемого воздуха к объему добываемой нефти (см. прил. А.6.2.)

В качестве хладагента может использоваться вода или воздух в зависимости от места размещения теплообменника. Теплообменники сконструированы таким образом, чтобы потеря напора сжатого воздуха в них была минимальна (однако потерей напора в теплообменниках нельзя пренебречь). Так, например, можно предложить следующую зависимость потерь напора  $\Delta p$  в теплообменнике, смонтированном на выходе  $j$ -й ступени компрессора, от давления на его входе:

$$\Delta p = 0,035 p_{II,j} \quad (6.92)$$

или же

$$p_{I,j+1} = 0,965 p_{II,j} \quad (6.93)$$

Пусть имеется теплообменник, массовый расход и температура сжатого воздуха на входе которого фиксированы. Температура воздуха на

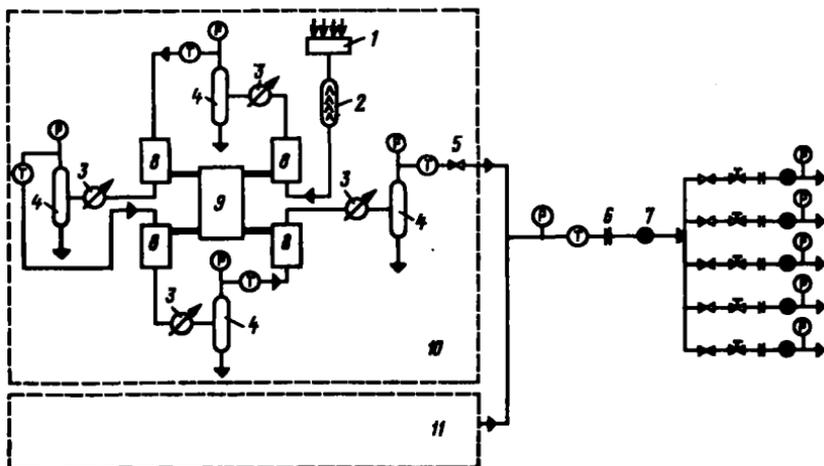


Рис. 6.26. Схема компрессорной установки:

1 — фильтр; 2 — глушитель; 3 — теплообменник; 4 — блок очистки от масла; 5 — запорный клапан; 6 — расходомер; 7 — счетчик — интегратор расхода; 8 — ступень; 9 — двигатель; 10 — 1-ый компрессор; 11 — другие компрессоры; P — манометр; T — термометр

выходе данного теплообменника зависит от расхода и температуры хладагента, поступающего в него. Если в качестве хладагента используется атмосферный воздух, его температура, как и температура окружающего воздушного пространства меняется во времени. Если же хладагентом является вода, то появляется возможность ее повторного использования. Вода после теплообменника поступает в охладитель, где охлаждается, стекая каплями в противотоке атмосферного воздуха. Во всех случаях температура охлажденной воды близка к температуре окружающей среды. Чтобы избежать непрерывной регулировки различных ступеней сжатия, обычно температуру сжатого воздуха на выходе поддерживают на уровне, полученном при наибольшей температуре окружающей среды и расходе хладагента. При понижении температуры достаточно снизить расход хладагента. В жарком климате температура сжатого воздуха на выходе из теплообменника обычно колеблется в интервале от 45 до 50 °С.

Для обеспечения взрывобезопасности поршневых компрессоров со смазываемыми кольцами очень важно монтировать на выходе всех ступеней теплообменников блоки очистки от масла, контролировать уровень жидкости и регулярно продувать систему, на выходе блоков очистки от масла осуществляется непрерывный температурный контроль.

Как и компрессор, двигатель и при необходимости мультипликатор поставляются изготовителем совместно с необходимым вспомогательным оборудованием.

3. Система подачи сжатого воздуха. После компрессоров сжатый воздух поступает в единый воздухопровод, в котором измеряются давление, мгновенный и полный расходы, а также температура. Затем воздух распределяется по трубопроводам, идущим к различным нагнетательным скважинам, в которых проводятся измерение и регулировка расхода и давления.

4. Система подачи воды при нагнетании водовоздушной смеси. Вода подается при помощи многоступенчатого насоса; ее излишек возвращается на вход установки по обводному контуру. В каждой скважине проводятся измерение и регулировка расхода нагнетаемой воды. Для защиты от коррозии в воду (непрерывно или в определенные периоды, например, в начале и конце периода нагнетания воды при дискретной ее подаче в пласт) добавляют ингибиторы.

Программа нагнетания в пласт определяется природными условиями, характерными для данного месторождения, а также возможностями нефтедобывающего оборудования. При внутрипластовом горении программа нагнетания зависит, конечно, от перемещения фронта горения и площади его поверхности, т.е. изменяется во времени (см. раздел 6.2.2).

Постановка задачи зависит от масштабов работ — ведутся ли они на экспериментальной, опытно-промышленной или промышленной основе.

В последнем случае распространение фронта горения протекает неравномерно, но средний расход остается постоянным для пласта, охваченного горением. Поэтому достаточно распределять воздух по нагнетательным скважинам, регулируя его давление и расход в каждой из них. Эта операция достаточно сложна, так как изменение давления и расход в одной из скважин влечет за собой их изменение и во всех других.

При экспериментальных работах воздух поступает в небольшое число скважин, воспламенение в которых осуществляют практически одновременно. При заданном расходе можно снизить давление по сравнению с максимальным его значением на выходе компрессора, что влечет за собой перерасход энергии. Если же надо изменить расход, можно снизить число оборотов двигателя и, если компрессорная установка включает несколько параллельных компрессоров, регулировать расход путем отключения или включения отдельных машин. Для поршневых компрессоров существует специальное оборудование, позволяющее изменять давление и расход при постоянном числе ходов поршня. При использовании центробежного компрессора можно изменять шаг отдельных лопаток, однако при этом возникает опасность попадания в зону неустойчивости, называемой режимом помпажа. Можно также выпустить часть сжатого воздуха в атмосферу, но это приводит к существенным потерям энергии.

Из всего сказанного можно сделать вывод, что для экспериментальных работ наиболее пригодны поршневые компрессоры, так как они имеют высокий к.п.д. при незначительных расходах и не имеют режима помпажа.

### 6.3.3. Подводящие трубопроводы

После компрессорной станц.и воздух поступает в подводящие трубопроводы, которые или заглублены в землю, или подвешены вблизи ее поверхности, или уложены на опоры. Воздух поступает в скважины через распределительную сеть, снабженную вентилями и калиброванными диафрагмами для измерения расхода и давления на каждой скважине (см. рис. 6.26).

При использовании поршневых компрессоров со смазываемыми кольцами в различных агрегатах компрессорной станции и в подводящих линиях возникает опасность взрыва [6.52] вследствие увеличения воздухом паров смазочного масла. Для возникновения взрыва достаточно, чтобы в каком-либо объеме соотношение масла и воздуха в смеси соответствовало пределу воспламенения и чтобы температура в этом объеме была по крайней мере равна температуре самовоспламенения масла (см. раздел 2.2.5). Последняя существенно превышает температурный уровень, достижимый в воздуховодах; температура самовоспламенения углеводородов обычно равна или превышает 200 °С при атмосферном давлении (см. рис. 2.10). Однако при повышении давления воздуха порог самовоспламенения снижается вследствие частичного окисления масла и возможного каталитического действия некоторых металлов, входящих в состав сплавов, из которых изготовлены стенки различных узлов оборудования [6.52]. При этом в ходе сжатия воздуха становятся возможными при превышении уровня температуры в 150 °С разогрев продуктов окисления масла и их возгорание. Если пленка смазочного масла, увлекаемого в трубопровод, имеет достаточную толщину, то это может привести к распространению детонационной волны и повреждению оборудования. Подобный случай произошел на месторождении Бельвю, США, а отдельные инциденты отмечались на различных компрессорных установках [6.76].

Во избежание опасности следует, во-первых, пользоваться синтетическими слабодетонирующими маслами и следить, чтобы температура воздуха в любой точке установки не превышала 150 °С. Рекомендуется также при профилактическом осмотре компрессоров удалять углистый налет на цилиндрах и на выхлопных клапанах. Кроме того, следует промывать всю систему воздухоподачи раствором нитрокса ( $2/3 \text{ NaNO}_3$  и  $1/3 \text{ NaOH}$ ), а в промежутках циклов промывки следить за отсутствием накопления смазочного масла в наиболее низко расположенных узлах оборудования.

При комбинированном нагнетании вода и воздух к устью скважин проводятся по различным трубопроводам.

Как правило, в коммуникациях эксплуатационных скважин не возникает проблемы взрывоопасности, так как при приближении фронта горения скважины охлаждаются водой, которую прокачивают через кольцевой зазор (см. раздел 6.3.4). Однако здесь возникает необходимость защиты от неблагоприятных воздействий песчинок, увлекаемых на поверхность вместе с нефтью.

Сложен также вопрос коррозии, возникающей при некоторых работах по внутрипластовому сжиганию. В нагнетательных скважинах коррозия является следствием влажности воздуха, а в эксплуатационных — присутствия кислот в добываемой водонефтяной смеси (см. раздел 6.3.5). Возможное повреждение коммуникаций определяется при изучении образцов.

#### 6.3.4. Обустройство скважин

При сооружении скважин, используемых при внутрипластовом горении нефти, следует учитывать испытываемые ими термические нагрузки, а также возможность коррозии. Кроме того, при нагнетании воздуха необходимо цементировать скважины по всей высоте для предотвращения проникновения окислителя в пересекаемые ими проницаемые горизонты.

Обсадные трубы могут быть зацементированы вплоть до подошвы пласта и перфорированы на его уровне или же только до его кровли (рис. 6.27). Правильная установка обсадной трубы в скважину обеспечивается центрирующими устройствами. Фильтры монтируют на уровне пласта иногда непосредственно в открытом стволе скважины, а иногда — в перфорированном интервале скважин, причем все хвостовики должны быть сконструированы таким образом, чтобы компенсировать все тепловые удлинения. При прохождении эксплуатационных скважин через сыпучие породы часто сооружается гравийный фильтр внутри перфорированной обсадной колонны (при установке обсадной колонны на подошве пласта) или в расширенной части ствола скважины (в необсаженной скважине).

Так как при внутрипластовом горении возникают высокие температуры (при воспламенении — в окрестности нагнетательных скважин и при заключительной фазе горения — в окрестности эксплуатационных

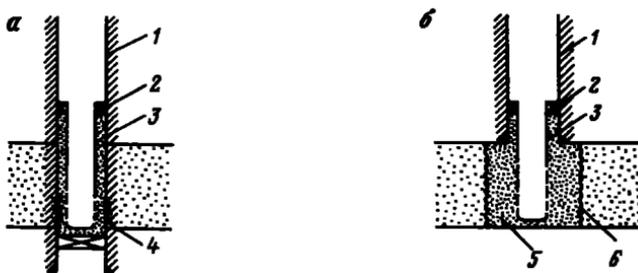


Рис. 6.27. Схема обустройства скважин при разработке месторождений методом внутрипластового горения:

*а* — скважина с перфорированным забоем; *б* — скважина с необсаженным забоем; 1 — зацементированная обсадная колонна; 2 — подвеска фильтра; 3 — внутренний щелевой фильтр; 4 — перфорационные отверстия; 5 — расширение ствола скважины; 6 — гравийный фильтр

скважин), хвостовики и элементы обсадных труб, находящиеся в непосредственной близости от разрабатываемого пласта, изготавливают из особых марок стали (нержавеющей, инконеля, инкалоя). Кроме того, на уровне пласта и примерно на 12 м выше его должен быть использован термостойкий цемент, выдерживающий очень высокие температуры. Таким цементом может служить или термостойкий цемент, подобный тому, что используется в скважинах, по которым нагнетают теплоноситель (см. раздел 4.3.4), или цемент с алюминатом кальция, в который добавлена порошкообразная двуокись кремния [6.53].

Для определения схемы обустройства нагнетательных скважин и прогнозирования развития горения после воспламенения очень важно знать, является ли оно самопроизвольным или вынужденным. Если вскоре после начала нагнетания воздуха произошло самовоспламенение, следует предпринять особые меры безопасности. Необходимо следить, чтобы температура пласта не превысила допустимую — это может привести к повреждению оборудования скважины. Кроме того, по мере возможности следует избегать присутствия нефти в нижней части скважины, несмотря на повышение ее подвижности вследствие подъема температуры. Перфорация зацементированной обсадной трубы — наилучшее решение этой задачи. Кроме того, слой цемента является в некоторой степени тепловой и механической защитой колонны [6.53]. Часто воздух нагнетается ближе к основанию пласта, что позволяет избежать расслоения. Иногда при одновременном нагнетании воздуха и воды первый подается к основанию пласта, а вода через кольцевой зазор между насосно-компрессорной трубой и обсадной колонной — в верхние слои пласта благодаря пакеру, установленному в скважине на уровне середины пласта (рис. 6.28, а) [6.54].

В некоторых случаях при комбинированном нагнетании в пласт воду и воздух поочередно по одной скважине [6.38] и [6.55]. При этом в начале и конце нагнетания воды вводят ингибитор коррозии. Иногда в начале нагнетания воздуха сразу же после окончания подачи воды резко увеличивается давление нагнетания. Практиковалось нагнетание воздуха и воды через отдельные, очень близко расположенные скважины.

В окрестности эксплуатационных скважин в начальной стадии процесса температура нефти низка и возрастает по мере приближения фронта горения. В ходе первой фазы работ, как правило, скважину эксплуатируют обычными насосами до тех пор, пока нефть не начинает фонтанировать. Основная часть газов удаляется через кольцевой зазор, а жидкие фракции откачиваются через подъемную колонну. Однако в переходном периоде, соответствующем окончанию режима принудительной откачки нефти, возникает кавитация, влияющая на к.п.д. насосов. Обычно фонтанирование наблюдается в период, когда температура нефти повышена. Поэтому рекомендуется охлаждать поступающие из пласта жидкости путем нагнетания определенного количества воды (как правило, незначительного благодаря высокой плотности паробразования воды) через зазор между подъемной и обсадной колоннами с того момента, когда

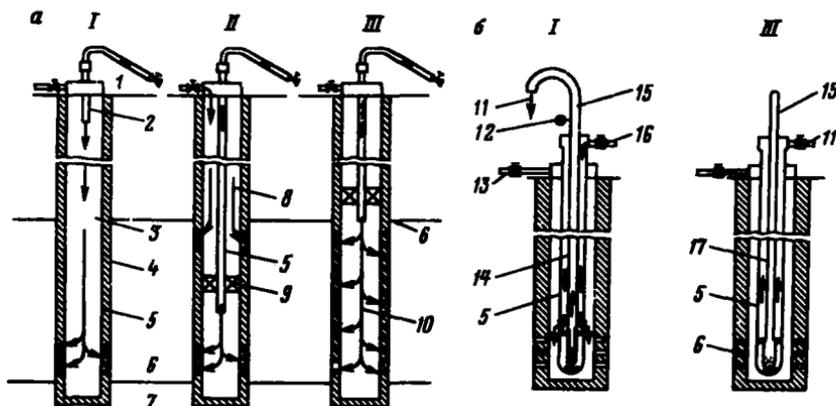


Рис. 6.28. Обустройство скважины на месторождении Бельвю [6.54] :

*а* – схема нагнетательных скважин; *б* – схема добывающих скважин; *I* – стадия сухого горения; *II* – одновременное нагнетание; *III* – нагнетание воды; 1 – устье скважины; 2 – НКТ; 3 – воздух; 4 – ствол скважины; 5 – цемент; 6 – перфорированный участок; 7 – основание пласта; 8 – пресная вода; 9 – пакер; 10 – минерализованная вода; 11 – выход нефти; 12 – термометр; 13 – газообразные продукты сгорания; 14 – полые насосные штанги; 15 – насосная установка; 16 – охлаждающая вода; 17 – стандартные насосные штанги

температура подъемной колонны начинает возрастать. При этом подъемная колонна должна быть опущена достаточно низко, чтобы вода подходила как можно ближе к пласту. В этой фазе работ чрезвычайно важны измерения температуры основания скважины, а также состава продуктов сгорания (см. раздел 6.3.5).

На схеме обустройства эксплуатационных скважин на месторождении Бельвю (шт. Луизиана, США), показанной на рис. 6.28, *б*, видны используемые в данном случае полые насосные штанги.

Иногда приходится сталкиваться с быстрой коррозией хвостовиков и труб, вызываемой неполным использованием кислорода и наличием мелких взвешенных частиц в поднимаемых на поверхность жидкостях. Решение этой проблемы путем подбора материалов или нанесения защитных покрытий должно быть индивидуально для каждого месторождения.

Обычно извлечение нефти прекращается при подходе фронта горения к скважинам; при этом их следует закрыть. В зависимости от схемы их расположения скважины, через которые прошел фронт горения, могут быть законсервированы или использованы в качестве наблюдательных (при возможности отбора проб жидкостей и газов), а также для нагнетания воздуха или воды (в частности, при линейном распространении фронта).

### 6.3.5. Сепарация извлекаемой продукции

Сепарация продукции, извлеченной из пласта, значительно сложнее при внутрипластовом горении, чем при нагнетании в пласт теплоносителей, вследствие содержания в выходящих газах веществ, вызывающих коррозию. В большинстве насосных скважин основная часть газов удаляется через кольцевой зазор между колонной НКТ и обсадной колонной. На некоторых месторождениях (например, на Бельвю и Каддо Пайн Айленд (шт. Луизиана, США) кольцевой зазор соединен с трубой диаметром 1,2 м и высотой 2,4 м, содержащей насадку из целлюлозы, на которой конденсируются пары нефти [6.54], [6.57]. Жидкие углеводороды, полученные из газов, извлеченных на поверхность, собираются в специальном резервуаре, откуда направляются в перерабатывающие установки (рис. 6.29).

Газы, извлекаемые через кольцевой зазор, можно также собирать вместе с газами, увлекаемыми жидкой фазой, и смешивать с ними. Последние содержат небольшое количество углеводородов и горючих примесей, поэтому после устранения загрязняющих веществ можно использовать их химическую энергию для привода турбины воздушного компрессора [6.58], [6.59].

Теплота сгорания газов, поступающих на поверхность после внутрипластового горения нефти, низка и составляет обычно от 350 до 700 ккал/нм<sup>3</sup> (или от 1,5 до 3 МДж/нм<sup>3</sup>), причем основная доля их теплоты сгорания приходится на парафиновые углеводороды (от C<sub>1</sub> до C<sub>4</sub>). Однако, если учитывать большой объем газодобычи, теоретически можно допустить возможность получения достаточного количества энергии. Так, если объем добычи газа, теплота сгорания которого равна 2 МДж/нм<sup>3</sup>, составляет 8000 нм<sup>3</sup>/ч, то при полном использовании всей теплоты сгорания можно получить 4,44 МВт энергии. Допустив, что расход нагнетаемого воздуха составляет 9500 нм<sup>3</sup>/ч и к.п.д. компрессорной станции равен 32 % (см. табл. 6), получим, что теплота сгорания извле-

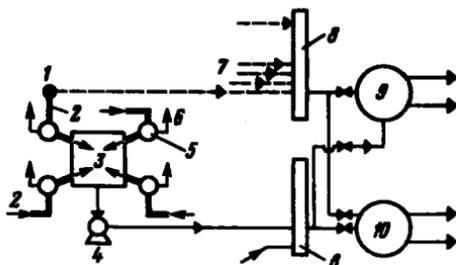


Рис. 6.29. Принципиальная схема эксплуатационных установок на месторождениях Бельвю и Каддо Пайн Айленд [6.54], [6.57]:

1 — устье скважины; 2 — кольцевой зазор в скважине; 3 — сборный бак; 4 — насос; 5 — труба для очистки от нефти и для удаления газов; 6 — газ; 7 — трубы добывающих скважин; 8 — трубопровод; 9 — контрольный резервуар; 10 — резервуар для обработки

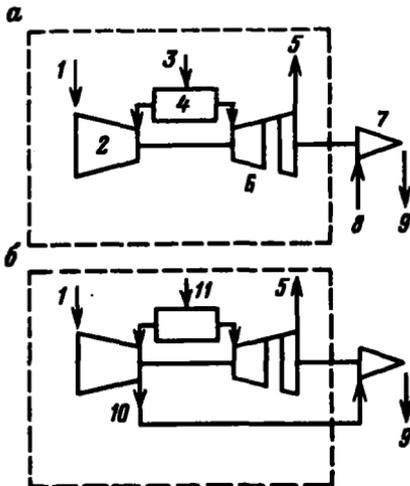


Рис. 6.30. Сравнение характеристик традиционной турбины и турбины, работающей на низкокалорийном газе [6.59] :

а — стандартная турбина; б — турбина, работающая на низкокалорийном газе; 1, 8 — воздух; 2 — компрессорная установка; 3 — горючее; 4 — камера сгорания; 5 — удаление газа; 6 — газотурбинная часть; 7 — компрессор рабочий; 9 — сжатый воздух; 10 — избыточный воздух; 11 — газообразные продукты внутрипластового горения (при давлении, равном рабочему давлению на входе турбины)

каемых газов может быть преобразована в 149,6 Вт энергии на каждый 1 м<sup>3</sup>/ч воздуха. Можно сделать вывод, что такая мощность позволяет проводить сжатие воздуха до давления, несколько превышающего 30 бар (см. прил. А6.2).

Хотя эти газы, даже в смеси с воздухом, находятся за пределами зоны воспламеняемости вследствие малой концентрации в них горючих веществ, их можно использовать в газовой турбине (рис. 6.30).

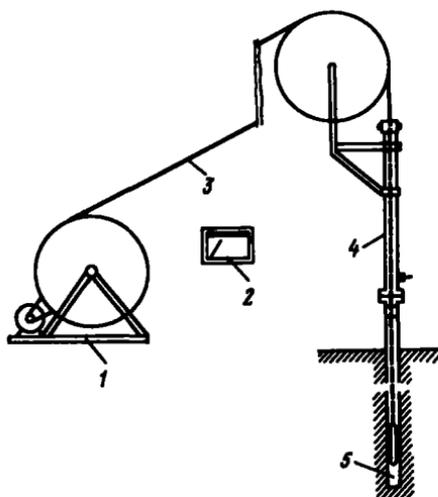
На уровне сепараторов желательно поддерживать давление газов, превышающее давление в камере сгорания турбины. Действительно, в этом случае газы можно направлять непосредственно в камеру сгорания, заменяя ими воздух, необходимый в традиционном цикле для доведения температуры продуктов сгорания высококалорийного газа до уровня, требуемого на входе турбины. Затраты на сжатие этого избыточного воздуха существенно снижают мощность, развиваемую турбиной (см. рис. 6.30). При достаточно высоком внутрипластовом давлении необходимость поддержания в сепараторе требуемого давления (от 5 до 10 бар) обычно приводит лишь к незначительному увеличению расхода энергии на сжатие нагнетаемого в пласт воздуха.

Для сжигания горючих составляющих полученных газов необходимо или обогатить их, или использовать катализаторы. Испытания двухступенчатой каталитической камеры сгорания, созданной фирмой Галф, продемонстрировали высокую степень преобразования: было утилизировано около 80 % теплоты сгорания газов, полученных при внутрипластовом горении (за исключением метана — здесь степень утилизации составила 50 % теплоты сгорания) [6.59]. Эта технология дает возможность избавиться от компонентов, загрязняющих продукты сгорания. Она была испытана на месторождении Фронтвалль (шт. Калифорния, США).

На некоторых месторождениях неочищенные газообразные продукты

Рис. 6.31. Принципиальная схема установки для измерения температуры вдоль ствола исследовательской скважины (по материалам Французского института нефти):

1 — лебедка; 2 — регистрирующее устройство; 3 — термопара; 4 — камера; 5 — исследовательская скважина (зацементированная труба)



сгорания удаляются через высокие дымовые трубы. В основание труб подается сжатый воздух, смешивающийся с газами. В результате снижается загрязнение атмосферы в районе месторождения.

Разделяют извлекаемую водонефтяную смесь так же, как и в случае добычи нефти при нагнетании в пласт теплоносителя — комбинацией химических (в частности, использование веществ, разрушающих эмульсию) и термических методов.

Очень важным способом изучения распространения фронта горения является измерение температуры поднимаемых на поверхность жидких и газообразных фракций. Полезно иметь наблюдательные скважины с заглушенной колонной (рис. 6.31), проходящей через весь пласт, которая позволяет определять развитие температурных профилей в пласте и степень его охвата по толщине [6.52], [6.54], [6.60]. Необходимо также проводить наблюдения для контроля за воспламенением. В эксплуатационных скважинах измерения температуры нужны для определения момента подхода к ним фронта горения. Можно использовать термопары, жестко закрепленные на поджигающем устройстве или свободно перемещающиеся в небольшой трубке с закрытым дном, помещенной внутри колонны [6.54]. Измерения температуры в добывающих скважинах проводят часто лишь на устье.

Важным этапом изучения распространения горения является составление карт температурных профилей. Так, при сравнении карт изотерм, составленных для участка месторождения Суплаку де Баркау (Румыния), разрабатываемого методом внутрипластового горения, были выявлены предпочтительные направления распространения фронта горения [6.38].

Во всех эксплуатационных скважинах необходимо проводить регулярные измерения расходов извлекаемых на поверхность газообразных продуктов горения, нефти и воды. При значительном разбросе значений

расхода в различных скважинах следует попытаться заполнить воздухом те области пласта, из которых отток нефти и газов слишком мал. Для этого можно принять следующие меры: закрыть скважины, через которые идет наиболее существенный поток газов, подавать окислители или кратковременно нагнетать пар в плохо работающие скважины для более интенсивного перемещения в их направлении фронта горения и т.д. [6.60], [6.61].

Необходимо непрерывно анализировать газы, поступающие через добывающие скважины, на приборе ОРС, хроматографе или же на автоматических анализаторах. Определив расход поступающих по скважине газов, а также содержание в них  $O_2$ ,  $CO$  и  $CO_2$ , можно оценить количество сгоревшего топлива и местоположение фронта горения [6.38], [6.60]. Как правило, в промысловых условиях сгорающий углерод более полно окисляется в углекислый газ, чем на лабораторных установках. Концентрация  $CO$  в промысловых условиях обычно не превышает 1 %, в то время как концентрация  $CO_2$  колеблется от 12 до 15 %. Содержание легколетучих углеводородных соединений в получаемых газах в большинстве случаев меньше или равно 1 %, причем основную их часть составляет метан [6.56]. Не существует, как полагают, простой взаимосвязи между составом газов и степенью приближения фронта горения.

Полный анализ газов полезен как для определения их теплоты сгорания, так и для оценки степени загрязнения при прямом выбросе их в атмосферу. Кроме того, подробный анализ необходим для принятия антикоррозионных мер.

Следует также непрерывно исследовать состав и свойства жидкостей, извлекаемых на поверхность, содержание в них воды, их плотности, кислотное число нефти и pH воды. Как правило, при внутрипластовом горении плотность нефти и ее вязкость уменьшаются. В лабораторных и иногда промысловых условиях кислотное число извлеченной нефти увеличивается. Однако при разработке месторождения Белвью оно понизилось, как считают, вследствие отсутствия окисления нефти при низкой температуре и снижения концентрации серосодержащих веществ. С другой стороны, в настоящем случае наблюдалось повышение содержания  $H_2S$  в газовой фазе и солей серной кислоты в воде [6.56]. Данные о свойствах полученной нефти полезны при выборе химических веществ, необходимых при ее переработке.

Однако данные, полученные с помощью наблюдательных (часто немногочисленных) скважин, а также результаты анализа поднимаемых на поверхность газов и жидкостей не позволяют составить правильную картину динамики фронта горения в пласте. Отбор же проб из зон, через которые прошел фронт, дает возможность определить локальные коэффициенты охвата пласта и вытеснения нефти. Кроме того, в настоящее время разрабатываются новые методы получения общей информации о течении процесса. Так, одним из них является расчет объема пласта, занятого газами, на основе изменения кривых давления при переходном

режиме в нагнетательной скважине [6.62]. Изучается также возможность применения геофизических методов для определения места расположения фронта горения [6.95].

#### 6.4. ПРИМЕНЕНИЕ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Хотя идея получения тепловой энергии посредством внутрипластового горения нефти возникла в 1923 г. [6.63], данная технология начала развиваться лишь с 1950 г. Она вызвала очень большой интерес, в период с 1950 по 1965 г. в США было осуществлено более ста крупных экспериментальных работ [6.32]. Подобные эксперименты проводились и на месторождениях Канады, Венесуэлы и Европы. Начиная с 1965 г. внутрипластовое горение сочетают с комбинированным нагнетанием в пласт воды и воздуха, причем интерес к такой методике, позволяющей повысить термическую эффективность процесса, проявился при первых же подобных экспериментах [6.37]. Однако сложности, связанные с функционированием промышленного оборудования (обеспечение розжига, контроль за распределением фронта горения, проблемы коррозии и образование эмульсий и т.д.), привели к замедлению темпов развития метода. В результате ведущее место среди термических методов воздействия на пласт занимает нагнетание водяного пара — наиболее гибкая методика после циклического заводнения.

С 1970 по 1980 г. объем нефтедобычи при внутрипластовом горении практически не изменялся, даже слегка уменьшался. Начиная с 1980 г. анализ проведенных ранее экспериментов, а также уточнение областей применимости данной методики и ее модификаций возродили к ней интерес. Так, в США число действующих объектов увеличилось с 17 в 1980 г. до 21 — в 1982 [6.64]. Начало в 1981 г. первых экспериментов по внутрипластовому горению с нагнетанием кислорода обусловило новый этап в развитии метода (см. раздел 6.55).

В 1982 г. объем добычи нефти методом внутрипластового горения составил в США  $600 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год, что немного меньше 3 % всего объема нефти, полученной при использовании различных методов повышения нефтеотдачи пластов [6.64]. В Канаде и Румынии в этот период объем добычи составил  $300 \cdot 10^3$ — $400 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год. Некоторое распространение данный метод получил в СССР<sup>1</sup> и странах Латинской Америки (Венесуэла, Бразилия и др.) [6.65].

Критерием, обычно используемым для оценки эффективности внутрипластового горения, является отношение воздухонефтяного фактора.

С другой стороны, внутрипластовое горение можно (как это было сделано в разделе 4.4 для метода нагнетания в пласт теплоносителей)

<sup>1</sup> Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. (Прим. ред.).

охарактеризовать коэффициентом эффективности  $\eta_C$ , равным отношению теплоты сгорания полученной нефти к количеству первичной энергии, потребляемой наземными устройствами (компрессорной станцией). Величину  $\eta_C$  легко найти, зная затраты на сжатие воздуха, определяемые так, как описано в разделе 6.3.2 (см. рис. 6.25). Если допустить, что теплота сгорания извлеченной нефти равна величине, выбранной для определения одной тонны нефтяного эквивалента, то

$$\eta_C = \rho_n \frac{\text{добытая нефть/закачанный воздух}}{\text{тнэ, необходимые для сжатия } 1 \text{ м}^3 \text{ воздуха}}, \quad (6.94)$$

где  $\rho_n$  — плотность добытой нефти, т/м<sup>3</sup>.

Из табл. 6.5 видно, что при изменении воздушнонефтяного фактора от 500 до 3500 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> в интервале давления 6–160 бар значение  $\eta_C$  заключено в пределах 6–120.

Если часть энергии, затраченной на сжатие, извлекается из газообразных продуктов внутрипластового горения, а также в случае совместного нагнетания в пласт воздуха и воды коэффициент эффективности  $\eta_C^*$ , являющийся отношением теплоты сгорания поднятой на поверхность нефти к количеству всей затраченной или извлеченной в наземных установках энергии, записывается следующим образом:

$$\eta_C^* = \rho_n \frac{\text{воздушнонефтяной фактор}}{\text{тнэ, затраченных на сжатие} + \text{тнэ, затраченных водяными насосами} + \text{тнэ, извлеченных вместе с газами}}, \quad (6.95)$$

$\frac{\text{м}^3 \text{ воздуха}}{\text{м}^3 \text{ воды}} + \text{м}^3 \text{ воздуха}$

где  $\rho_n$  — в [т/м<sup>3</sup>].

Таблица 6.5

Коэффициент эффективности внутрипластового горения при  $\rho_n = 1 \text{ т/м}^3$ . Результаты расчета, приведенного в приложении А.6.2

Конечное давление, бар	Воздушнонефтяной фактор, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>			
	500	1000	2000	3500
6,18*	120,4	60,2	30,1	17,2
13,96	82,3	41,1	20,6	11,8
31,52	62,4	31,2	15,6	8,9
71,16	50,3	25,1	12,6	7,2
160,70**	42,0	21,0	10,5	6,0

\* $\eta_C = 1$  для воздушнонефтяного фактора, равного 60 200 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

\*\* $\eta_C = 1$  для воздушнонефтяного фактора, равного 21 000 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

При обычных для практики величинах водовоздушного отношения затраты энергии на нагнетание воды достаточно малы по сравнению с затратами на сжатие воздуха, и ими можно пренебречь.

При внутрипластовом горении иногда прибегают к паротепловому воздействию на добывающие скважины. В этом случае к энергетическим затратам в компрессорной установке следует прибавить энергозатраты парогенераторов. Коэффициент эффективности  $\eta$  при нагнетании пара определен в разделе 4.4 в виде отношения объема извлеченной нефти к объему закачанного пара и характеристик парогенератора [формулы (4.117) и (4.118)]. Общий коэффициент эффективности  $\eta_g$  определяется следующим образом:

$$\eta_g = \frac{I}{\frac{I}{\eta_g^*} + \frac{I}{\eta}} \quad (6.96)$$

С другой стороны, вследствие того, что сгорание кокса сопровождается понижением концентрации кислорода в нагнетаемом воздухе (от 10,5 до 11 нм<sup>3</sup> воздуха на 1 кг кокса, см. соотношение (6.10) и раздел 5.3.2), можно установить связь между отношением количества извлеченной нефти к количеству нефти, сожженной в пласте, и воздухо-нефтяным фактором. Считая, что плотность топлива близка к 1000 кг/м<sup>3</sup>, получаем:

$$\frac{\text{извлеченная нефть}}{\text{сожженная в пласте нефть}} \approx \frac{11\,000}{\text{воздухо-нефтяной фактор}} \quad (6.97)$$

Данный коэффициент колеблется от 22 до 3,15 при изменении воздухо-нефтяного фактора от 500 до 3500 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и равен единице, если он составляет 11 000 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Значение такого показателя гораздо ниже значения коэффициента эффективности, так как количество сгоревшей в пласте нефти является критерием малоинтересным с практической точки зрения.

#### 6.4.1. Общие сведения об использовании внутрипластового горения

Среди всех промысловых работ по внутрипластовому горению, проводимых для повышения нефтеотдачи пластов, можно выделить около тридцати, отличающихся длительностью, масштабами или полученными результатами (см. табл. 6.6).

В работах, проведенных в США, учитывали наиболее широкую гамму параметров каждого месторождения и условия эксплуатации оборудования. Самыми крупными являлись проекты на месторождениях Суллаку де Баркау (Румыния), Баттрум (Канада), Бельвю (шт. Луизиана, США), Вест Ньюпорт и Саус Белридж (шт. Калифорния, США), Вест Хайдельберг Коттон Вэлли (шт. Миссисипи, США).

К основным рабочим параметрам отнесли расход и давление нагнетания воздуха, программу нагнетания воды (водовоздушное отношение

Таблица 6.6

Характеристики наиболее интересных работ по применению метода внутрипластового горения [6.41], [6.64], [6.65], [6.66] и др.

Часть 1

Месторождения	Год начала эксплуатации	Общая толщина/эффективная толщина пласта, м/м	Глубина залега-ния, м	Порис-тость, %	Исход-ная нефте-насыщен-ность, %	Проницае-мость, мД	Пласто-вая тем-пература, °С	Началь-ное плас-товое давле-ние, бар	Параметры нефти	
									плот-ность, г/см <sup>3</sup>	вязкость сПз (при темпера-туре, °С)
Суплаку де Баркау, предпри-ятие MPR (Румыния)	1964	/10	60-200	32	85	1700	18	6	0,96	2 000 (18)
Баттрум, концерн Мобил (Канада)	1965	/10	900	25-27	95	900-1200	43	-	0,94	70 (43)
Бельвю, концерн Гетти Ойл (шт. Луизиана, США)	1963	29/22	105	38	52	1000	24	-	0,94	450 (24)
Бельвю (Бодко), концерн Ситис Сервис (шт. Луизиана США)	1971	24/18	105	34	70	700	24	3	0,94	675 (25) 25 (93)
Вест Ньюпорт, концерн Дженерал Круд (шт. Кали-форния, США)	1958	70/36	240-630	37	67	1 070	41	13	0,965	700 (41)
Саус Белридж, концерн Мобил (шт. Калифорния, США)	1964	64/28	300	34	67	3000	35	12	0,98	1600 (31)
В. Хайцельберг Коттон Вэлли, концерн Галф (шт. Миссисипи, США)	1971	/20 <sup>1</sup>	3500	16	81	70	105	103	0,91	4,5 (105)

Мидвей Сансет Зона Моко, концерн Мобил (шт. Калифорния, США)	1960	150/39	640-820	36	75	1575	52	59	0,97	110 (52)
Фри, концерн Маратон (шт. Иллинойс, США)	1961	/15	270	20	68	320	18	1	0,88	40 (18)
Фостертон Носвест, концерн Мобил (Канада)	1970	/8	945	29	45	960	52	17	0,91	14 (52)
Силвердейл, концерн Джерал Круд (Канада)	1977	/6	80	31	86	3500	21	7	0,96	800 (21)
Голден Лейк, концерн Хаски (Канада)	1969	/6,5	485	35	82	1200-8000	21	36	0,98	3500 (21)
Мига, концерн Мсневен (Венесуэла)	1964	/4,5-7,5	1300	23	75	1000-10000	63	-	0,975	350 (63)
Балария, предприятие MPR (Румыния)	1975	/3-15	700	30	67	140-400	45-48	30	0,94	120 (46)
Гелен Хьюммел, концерн Сан (шт. Техас, США)	1968 <sup>2</sup>	4/2,4	740	36	63	1200	46	55	0,93	50 (46)
Глориана, концерн Сан (шт. Техас, США)	1969 <sup>2</sup>	3/1,2	490	35	53	1000	44	21	0,93	110 (44)
Трикс Лиз, концерн Сан (шт. Техас, США)	1968 <sup>2</sup>	/3	1100	28	56	500	59	14	0,91	26 (59)
Мей Лябби, концерн Сан (шт. Луизиана, США)	1966 <sup>2</sup>	/2,5	1035	31	47	1070	57	-	0,83	3 (57)
Слосс, концерн Амоко (шт. Небраска, США)	1963 <sup>2</sup>	/4,4	1890	19	30	480	93	157	0,83	0,8 (93)

<sup>1</sup> Пески.

<sup>2</sup> Работы закончены.

Месторождение <sup>1</sup>	Площадь, га	Число нагнетательных скважин/число добывающих скважин	Давление нагнетания, бар	Объем нагнетания через одну скважину, км <sup>3</sup> /ч	Общий расход нагнетания, км <sup>3</sup> /ч	Водо-воздушное отношение 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> /км <sup>3</sup>	Дополнительный объем добычи нефти, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /год <sup>1</sup>	Ожидаемая нефтоточа пласта, %	Необходимое количество воздуха, км <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Воздухонефтяной фактор, км <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Степень использования кислорода, %	Источник
Суплаку де Баркау, предприятие MPR (Румыния)	200 <sup>2</sup>	50/400 <sup>2</sup>	5-15	400 <sup>2</sup>	80000 <sup>2</sup>	0; 0,5-1	300 <sup>2</sup>	50	360-380	2000	90-100	[6.38] [6.47]
Батгрум, концерн Мобил (Канада)	-	16/105	-	-	-	0; 2,8	150	50	-	-	80-90	[6.61] [6.90] [6.67]
Белью, концерн Гетти Ойл (шт. Луизиана, США)	140	100/223	10	600-2000	64000	0; 1	160	60	-	3000	-	[6.68] [6.69] [6.70]
Белью (Бодко), концерн Ситис Сервис (шт. Луизиана, США)	40	24/94	17	1200-1800	23000	1,4-2,8	35	40-50	390 <sup>3</sup> 300 <sup>3</sup>	2500	-	[6.54] [6.72]
Вест Ньюпорт, концерн Джeneral Круд (шт. Калифорния, США)	120	36/137	-	600	10000	0	115	55	-	1900	-	[6.73]

Саус Белридж, концерн Мобил (шт. Калифорния, США)	110	4/74 <sup>1</sup>	17	—	6000	0	80	40	385	1000	100	[6.74]
В. Хайдельберг Коттон Вэлли, концерн Галф (шт. Миссисипи, США)	160	3/14 <sup>4</sup>	200—300	—	8000 <sup>4</sup>	0	80	30	—	635 <sup>4</sup>	—	[6.75]
Мидвей Сансет, Зона Моко, концерн Мобил (шт. Калифорния, США)	60	6/67	50	1200	7000	0	30	45	415	550	100	[6.76]
Фри, концерн Маратон (шт. Иллинойс, США)	200	11/41	—	—	7000 (1966— 69 гг.) 1400 (1977 г.)	?	10	45	—	3000	—	[6.77]
Фостертон Носвест, концерн Мобил (Канада)	105	1/6	50	2400	2400	0	10	—	—	1800	93	[6.78]
Силвердейл, концерн Джигерал Круд (Канада)	120	10/45	—	350— 1200	8000	1,2	12	—	370	620	—	[6.79]
Голден Лейк, концерн Хаски (Канада)	130	5/21 <sup>5</sup>	—	350— 450 <sup>5</sup>	1400 <sup>5</sup>	1,15	20	40	345	500	95	[6.80]
Мига, концерн Меневен (Венецуэла)	370	1/8	—	12000	12000	0	20	50	—	2000	—	[6.81]
Балария, предприятие МРР (Румыния)	6 <sup>6</sup>	5/11 <sup>6</sup>	38—65	800— 1500	4000 <sup>6</sup>	0	8 <sup>6</sup>	37	—	3000	—	[6.82]
												[6.83]
												[6.61]
												[6.90]

Продолжение табл. 6.6

Месторождение	Площадь, га	Число нагнетательных скважин, число добывающих скважин	Давление нагнетания, бар	Объем нагнетания через одну скважину, $\text{нм}^3/\text{ч}$	Общий расход нагнетания, $\text{нм}^3/\text{ч}$	Водо-воздушное отношение $10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$	Дополнительный объем добычи нефти, $10^3 \text{ м}^3/\text{год}^1$	Ожидаемая нефтотдача, %	Необходимое количество воздуха, $\text{нм}^3/\text{м}^3$	Воздухо-нефтяной фактор, $\text{нм}^3/\text{м}^3$	Степень использования кислорода, %	Источник
Глен Хьюмел, концерн Сан (шт. Техас, США)	250	2/31	90–140	1500	3000	0	26–48	56	253	825	98	[6.84]
Глорина, концерн Сан (шт. Техас, США)	320	1/12	60–80	2800	2800	0	12–17	58	256	1700	87	[6.84]
Трикс Лиз, концерн Сан (шт. Техас, США)	100	3/11	35–50	–	2300	0	10	60	250	1400	98	[6.84] [6.85]
Мей Лэбби, концерн Сан (шт. Луизиана, США)	16	1/4	55	2200	2200	0,6–0,7	7	68	240	2500	92	[6.86]
Слосс, концерн Амоко (шт. Небраска, США)	380	10/27	–	1200	12000	4,4	27	–	–	3800	–	[6.50] [6.87]

<sup>1</sup> Последнее опубликованное значение относится к 1983 г.

<sup>2</sup> Расширение работ в 1983 г.

<sup>3</sup>  $390 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  при сухом горении;  $300 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  при влажном сжигании с  $1,4 \cdot 10^{-3}$  воды  $\text{м}^3/\text{нм}^3$  воздуха.

<sup>4</sup> В две нагнетательные скважины подавался воздух, в третью – газообразные продукты внутрипластового горения. Отношение объема закачанного низкокалорийного газа к объему добытой нефти составляла  $450 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ .

<sup>5</sup> Два семиточечных элемента должны быть обработаны горением в присутствии  $\text{O}_2$  после обеспечения воспламенения при закачке воздуха.

<sup>6</sup> Промышленная добыча предусмотрена на месторождении Балария и соседнем с ним месторождении Виделе.

при нагнетании воды в период фазы горения, расход воды при ее подаче после окончательного прекращения нагнетания воздуха), расстояния между скважинами и их размещение на разрабатываемом участке.

Вопрос выбора программы нагнетания рассматривался в разделе 6.2.2. Площадь, приходящаяся на 1 нагнетательную скважину, составляла от 1 до 15 га, в некоторых редких случаях она превышала 30 га (см. табл. 6.6, [6.66]). Часто нагнетательные скважины располагали в центре элемента, ограниченного пятью, семью или девятью скважинами, но иногда предпочитали иную геометрию их размещения, например линейную.

Как правило, для того, чтобы работы по внутрипластовому горению были оправданы и с технической, и с экономической точек зрения, воздухонефтяной фактор не должен превышать  $3500 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ . Из табл. 6.6 видно, что значение его лежит в пределах от 500 до  $3800 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ .

Иногда приемистость и дебит скважин ограничивают возможность использования рассматриваемого метода. В этом случае применяют внутрипластовое горение совместно с каким-либо иным воздействием на пласт (например, с предварительным нагнетанием пара или с периодическим паротепловым воздействием на добывающие скважины).

#### 6.4.2. Описание некоторых работ

Наиболее масштабны в настоящее время работы по воздействию на пласт методом внутрипластового горения, проводимые на месторождении Суплаку де Баркау на северо-западе Румынии. Коллектор неглубоко залегающего нефтеносного пласта представляет собой сыпучий песок и обладает высокой пористостью (32 %) и хорошей проницаемостью (1700 мД). Угол падения пласта по линии юг—север составляет  $2-4^\circ$ . Месторождение ограничено на юге сбросом, а на севере — водонефтяным контактом. Нефть тяжелая (плотностью  $0,96 \text{ г/см}^3$ ) и вязкая (см. табл. 6.6). Коэффициент конечной нефтеотдачи оценен в 9 % при естественном режиме. Это привело вскоре после открытия месторождения в 1957 г. к идее использования термических методов нефтедобычи. В 1964 г. начали экспериментальные исследования по внутрипластовому горению, а также по воздействию на пласт водяным паром, проводившиеся в верхней части формации, вблизи южного сброса. После получения хороших результатов на экспериментальном уровне работы по внутрипластовому горению начали осуществлять во все более широких масштабах и вышли на промышленный уровень в 1977 г.

Первая нагнетательная скважина, инициирование горения в которой произведено с помощью газовой горелки, располагалась в центре элемента площадью около 0,5 га, на котором были расположены четыре добывающие и четыре нагнетательные скважины [6.47] (рис. 6.32). После прорыва зоны высокой температуры к добывающим скважинам нагнетание воздуха продолжали и добывали нефть из восьми скважин девятиточечного элемента площадью 2 га. На основе данных, полученных на экспериментальном участке, было найдено, что количество стораемого

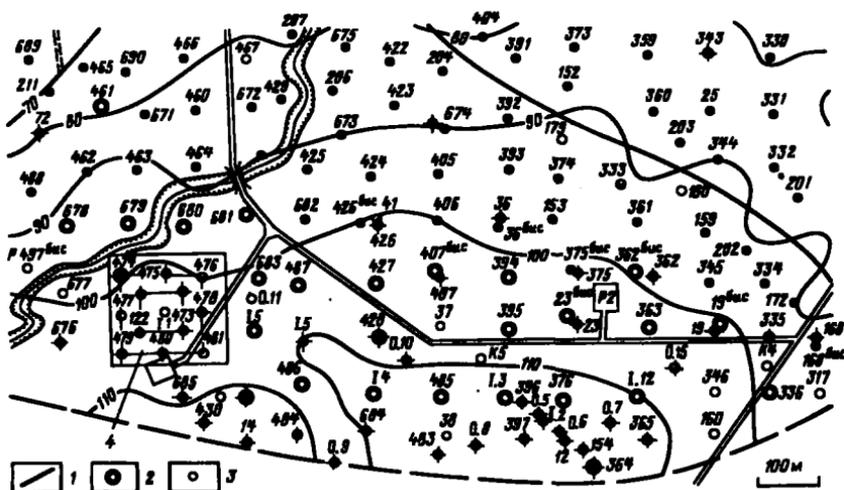


Рис. 6.32. Южная часть месторождения Суплаку де Баркау (Румыния) [6.61]:

1 — изобаты; 2 — нагнетательные скважины для подачи воздуха или воды (окт. 1977 г.); 3 — добывающие скважины (окт. 1977 г.); 4 — зона экспериментальной разработки пласта

топлива составило около  $35 \text{ кг/м}^3$ , а необходимое количество воздуха —  $360\text{--}380 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ . Эти величины могут быть подтверждены и данными лабораторных исследований [6.38]. Работы были распространены и на смежные девятиточечные элементы площадью 4 га, расположенные в районе южного сброса. С другой стороны, результаты исследований на лабораторных стендах указывали на существенное снижение необходимого количества воздуха при переходе на режим влажного горения, а также на возможное увеличение нефтеотдачи при нагнетании в пласт воды после обработки его сухим горением. Обе эти методики стали использоваться на месторождении с 1973 г. [6.38].

Вследствие увеличения количества нагнетаемого воздуха дальнейшие работы продолжали при линейном расположении скважин, причем фронт горения перемещался в направлении падения пласта.

В 1981 г. темп нагнетания воздуха приблизился к  $80\,000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ , число нагнетательных скважин для подачи в пласт воздуха составило 50, а число добывающих — около 400 [6.90]. 20 скважин работало в режиме влажного горения, причем воздух и воду подавали в пласт попеременно: 10 сут — воздух и 2 сут — воду; водовоздушное отношение при этом изменялось от 0,5 до  $1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$ . Более того, по шести из десяти скважин, расположенных в области, через которую прошел фронт горения, в пласт подавали воду с темпом нагнетания  $2 \text{ м}^3/\text{ч}$  [6.61]. Воздух нагнетался поршневыми компрессорами с электроприводом. Уровень нефтедобычи в 1979 г. в зоне, охваченной процессом горения, составлял  $800\text{--}1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ , или около  $300\,000 \text{ м}^3/\text{год}$  (рис. 6.33). Эта зона, зачи-

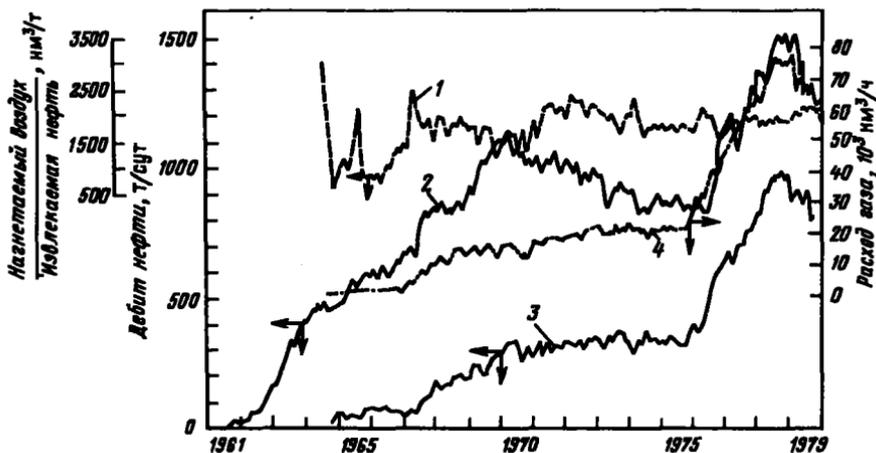


Рис. 6.33. Характеристики добычи нефти методом внутрискластового горения на месторождении Суплаку де Барку (Румыния) добыча нефти, расход нагнетаемого воздуха, отношение объемов воздух/нефть [6.61]:

1 – воздух/нефть; 2 – суммарная добыча нефти; 3 – нефть из обрабатываемой зоны; 4 – нагнетание воздуха

мающая лишь около 6 % площади всего месторождения, давала примерно 70 % общего объема добычи нефти (рис. 6.34). На стадии эксперимента воздухонептяной фактор составлял всего  $900 \text{ км}^3/\text{м}^3$ , так как часть нефти поступала из областей, лежащих вне экспериментального участка. При расширении масштабов работ воздухонептяной фактор стал возрастать и стабилизировался на уровне, близком к  $2000 \text{ км}^3/\text{м}^3$ . Окончатель-

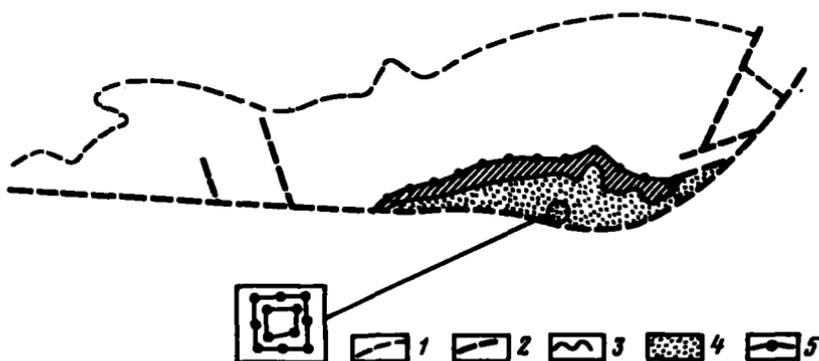


Рис. 6.34. Общий план месторождения Суплаку де Барку (Румыния) с указанием зоны, обработанной при прохождении фронта горения (окт. 1979 г.) [6.61]:

1 – граница контакта нефти и воды; 2 – сбросы; 3 – расположение фронта горения в октябре 1979 г. (протяженность фронта 4,5 км); 4 – зона, через которую прошел фронт горения; 5 – зона, на которую оказало воздействие внутрискластовое горение

ное значение коэффициента нефтеотдачи пласта при внутрипластовом горении составляет около 50 % [6.38], [6.61]. Степень потребления кислорода была всегда высока, коррозия незначительна, однако наблюдалось образование эмульсий (в частности, вблизи скважин, по которым нагнеталась вода), требовавших специальной обработки [6.61].

Коллектор месторождения Бельвю, расположенного на северо-западе шт. Луизианы (США), также представляет собой несцементированный песок с высокой пористостью (от 34 до 38 %) и хорошей проницаемостью (от 500 до 1000 мД) — см. табл. 6.6. Нефтеносный пласт залегает на небольшой глубине (порядка 100 м), и его эффективная толщина колеблется от 4 до 20 м и более.

Метод внутрипластового горения с 1963 г. стал использоваться компанией „Гетти Ойл“ (которая в тот период называлась Тайдвотер Ойл) на пятиточечном элементе площадью 0,5 га с центральной нагнетательной скважиной. В дальнейшем площадь разрабатываемого участка увеличилась до 1,1 га за счет бурения четырех дополнительных добывающих скважин. Эксплуатация скважин выявила значительные неоднородности проницаемости пласта. Так, например, на приближение фронта горения в первую очередь реагировали скважины, расположенные вдоль направления с северо-запада на юго-восток. Для избавления от такого неблагоприятного явления при расширении масштабов работ скважины, расположенные в предпочтительном направлении распространения фронта горения, были разнесены на большие расстояния, чем в других направлениях. Более того, так как на участках, разрабатываемых с применением метода внутрипластового горения, толщины пластов существенно различались, площади участков выбирались так, чтобы объем пласта на каждом участке составлял около 230 000 м<sup>3</sup>. Именно этим фактором объясняется размещение скважин, показанное на рис. 6.35. Однако, так как увеличение нефтедобычи на участках с меньшей плотностью сетки скважин наблюдалось со значительной задержкой во времени, в 1978 г. началось бурение промежуточных эксплуатационных скважин [6.70]. Факт, что воздухонептяной фактор значительно ниже на участках с небольшой плотностью сетки, способствовал продолжению бурения дополнительных скважин.

Вначале программа обработки пласта включала в себя сухое горение с последующим нагнетанием воды, однако впоследствии она была дополнена этапом влажного горения с одновременным нагнетанием воздуха и воды. Анализ результатов, полученных при влажном горении, продемонстрировал улучшение показателей нефтедобычи (табл. 6.7). В 1978 г. общее количество воздуха, поступающего в пласт в 32 нагнетательные скважины, составляло около 64 000 нм<sup>3</sup>/ч, т.е. в среднем 2000 нм<sup>3</sup>/ч на 1 скв., причем расход воздуха был ниже на участках, где реализовался режим влажного горения. В 1982 г. общий объем закачанного в пласт воздуха остался на уровне 1978 г. [6.70]. Воздух подавался тремя трехступенчатыми компрессорами с электрическим приводом мощностью 2600 кВт. Объем нефтедобычи в 1980 и 1981 г. составил примерно 160 000 м<sup>3</sup>/год. В 1982 г. 223 скважины располагались на участках, раз-

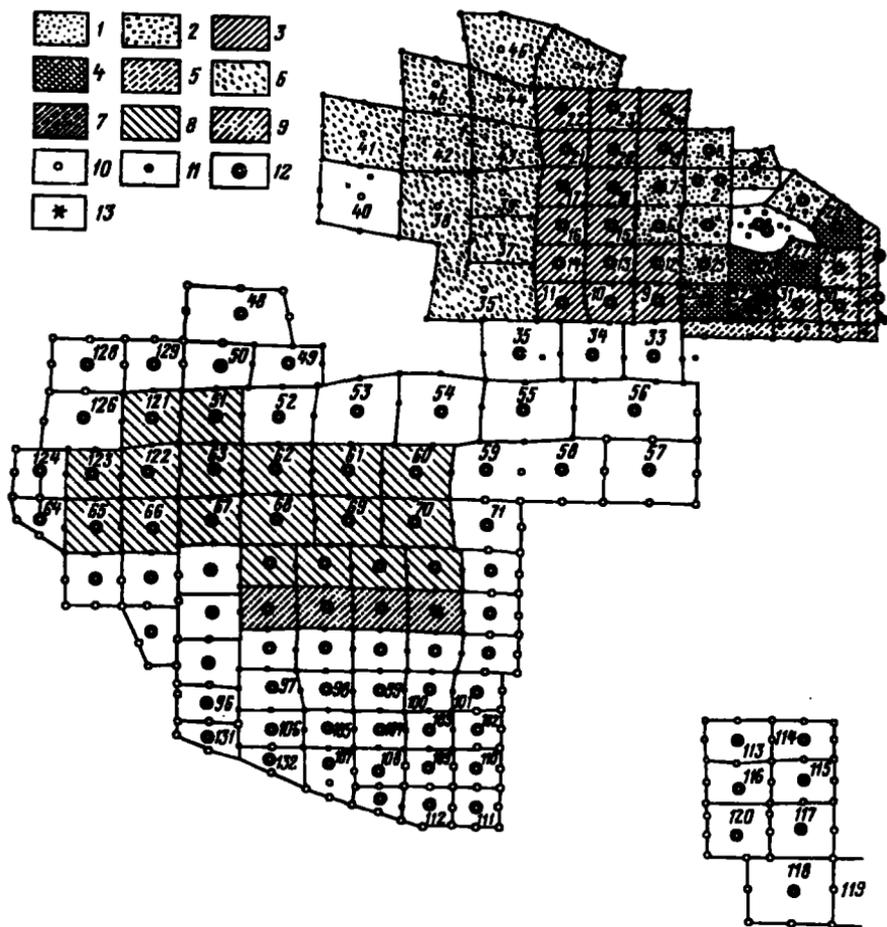


Рис. 6.35. Месторождение Белью (шт. Луизиана, США). Область, разрабатываемая компанией Гетти Ойл [6.69]:

1 – участок, разрабатывавшийся в 1967 г.; 2 – участок, разрабатывавшийся в 1970 г.; 3 – участок, разрабатывавшийся в 1972 г.; 4 – участок, разрабатывавшийся в 1973 г.; 5 – участок, разрабатывавшийся в 1974 г.; 6 – участок, разрабатывавшийся в 1975 г.; 7 – участок, разрабатывавшийся в 1976 г.; 8 – участок, разрабатывавшийся в 1977 г.; 9 – участок, разрабатывавшийся в 1978 г.; 10 – контуры участков; 11 – добывающие скважины; 12 – нагнетательные скважины; 13 – ликвидированные скважины

рабатывающихся методом внутрипластового горения, при этом воздушно-нефтяной фактор составлял  $3000\text{--}3500 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ . Коэффициент нефтеотдачи пласта ожидался не менее 60 % запасов пластовой нефти [6.70].

Похожие работы проводил концерн Ситис Сервис на участках Бодко, находящихся около участков, разрабатываемых „Гетти Ойл” [6.54],

Таблица 6.7

Характеристики добычи нефти на двух группах участков, разрабатываемых соответственно в режимах сухого и влажного горения  
Нефтедобыча (% от пластовой нефти)

Длительность процесса, лет	Режим сухого горения		Режим влажного горения	
	3	10		11
4	8		10	
5 <sup>1</sup>	4		9	

<sup>1</sup> Фаза непрерывной закачки воды.

[6.71], [6.72]. Экспериментальные работы начались в 1971 г. в четырех смежных девятиточечных элементах площадью 1 га каждый; в 1975 г. после завершения нагнетания воздуха начали подавать в пласт воду. По оценкам конечный коэффициент нефтеотдачи пласта должен составить 40–50 % запасов пластовой нефти [6.54]. Результаты эксперимента показали перспективность применения на данном месторождении внутрипластового горения, а лабораторные исследования указали на преимущества влажного горения. Поэтому, исходя из всего комплекса данных, было предпринято расширение масштабов работ. С 1974 г. четыре участка, идентичных экспериментальным, стали разрабатываться в режиме сухого горения, а с 1975 г. восемь других (пять их которых — по контракту с Министерством энергетики США) — в режиме влажного горения. С тех пор начаты работы на восьми новых участках и проведено бурение дополнительных скважин (рис. 6.36). Так же, как и в работах „Гетти Ойл“, инициирование горения было обеспечено электронагревателем мощностью 30 кВт.

Проведено сравнение результатов, полученных на двух смежных участках, где осуществляли сухое и влажное горение, и воспламенение пласта проводили одновременно. Спустя 6 мес., на участке, разрабатываемом методом сухого горения, началось нагнетание воздушно-водяной смеси с водовоздушным отношением около  $1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$  (см. рис. 6.28). Расход воздуха постоянно возрастал вплоть до  $2100 \text{ нм}^3/\text{ч}$ . Наблюдение за температурными профилями в течение 20 мес. позволило определить, что объем пласта, прогретый при одинаковом количестве нагнетаемого воздуха, существенно больше при режиме горения, чем при сухом горении (рис. 6.37). Это явилось свидетельством увеличения объемного охвата пласта тепловым воздействием. Однако, учитывая различие характеристик двух соседних участков, было невозможно строго определить количество нефти, полученное на различных режимах [6.71]. В 1980 г. общее количество нагнетаемого в пласт воздуха составляло примерно  $17\,000 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , а объем нефтедобычи достиг уровня  $35\,000 \text{ м}^3/\text{год}$ , что соответствует воздушно-нефтяному фактору  $2500 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  (рис. 6.38). Полученные результаты рассматриваются как технически и экономически успешные [6.54], [6.72].

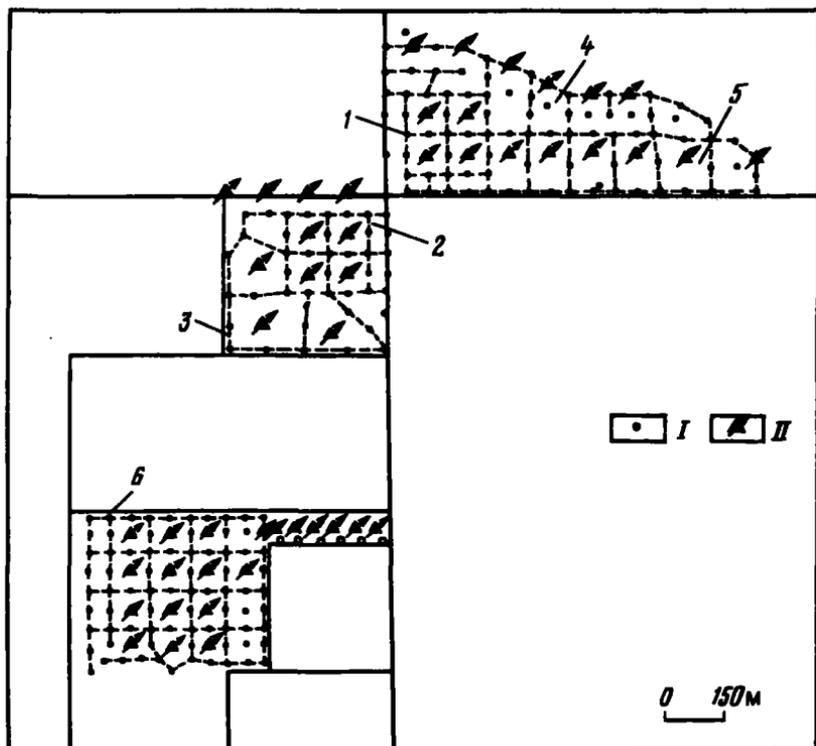


Рис. 6.36. Месторождение Бельяво (шт. Луизиана, США). Зона Бодко, разрабатываемая концерном Ситис Сервис [6.72]:

1 — экспериментальный участок 1971 г.; 2 — расширение работ в 1974 г.; 3 — расширение работ в 1976 г.; 4 — расширение работ в 1979 г.; 5 — проект Министерства энергетики, 1976 г.; 6 — разбуривание опережающими скважинами; I — добывающие скважины; II — нагнетательные скважины

Еще одной попыткой использования внутрипластового горения являются работы в песках Накаточ (месторождение Каддо Пайн Айленд). В 1980 г. компания „Тексако“ начала разработку пласта толщиной 9 м, содержащего нефть полностью  $0,93 \text{ г/см}^3$ , с подстилающим водоносным слоем толщиной 30 м [6.57]. Глубина залегания нефтеносного пласта 300 м, его пористость 37 %, средняя проницаемость около 500 мД, исходная нефтенасыщенность 53 %. Начальный расход нагнетания воздуха составлял  $350 \text{ м}^3/\text{ч}$ , затем примерно через два месяца его увеличивали на  $350 \text{ м}^3/\text{ч}$  еженедельно до тех пор, пока он не вышел на уровень  $1200 \text{ м}^3/\text{ч}$ . После девяти месяцев в режиме сухого горения, согласно программе разработки, перешли к режиму влажного горения с максимальным водовоздушным отношением  $2,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Для инициирования горения использовали газовую горелку; после воспламенения про-

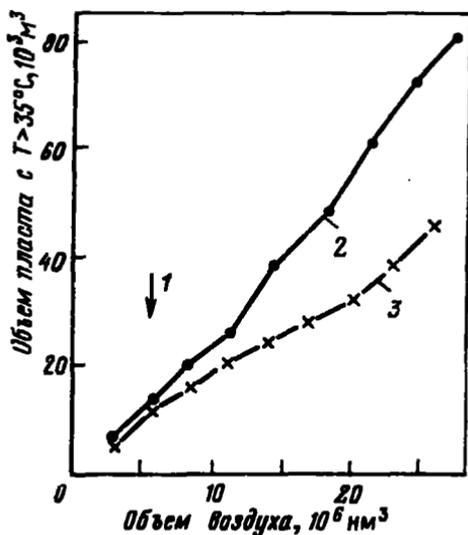


Рис. 6.37. Сравнение объемов, обработанных при сухом и влажном горении на месторождении Бельвю (Бодко) [6.71]:

1 — начало нагнетания воды; 2 — влажное горение; 3 — сухое горение

цесс развивался нормально, однако потребовалось введение в действие дополнительного компрессора, так как в ходе процесса вертикальный охват по толщине пласта оказался выше расчетного.

Приведенный в разделе 6.2.3 (см. рис. 6.12) анализ результатов, полученных при разработке месторождения Саус Белридж (шт. Калифорния, США) (см. табл. 6.6), основан на исследовании проб, взятых при продвижении фронта горения во время экспериментов, начавшихся в июне 1956 г. в пятиточечном элементе площадью 1,1 га (рис. 6.39). Две серии кернов были отобраны через 17 и 41 мес после начала горения. Как было отмечено, площадь пласта, обработанная фронтом горения, вышедшим за пределы экспериментального участка, увеличилась незначительно в промежутке между двумя отборами проб (от 2,56 до 3,2 га), а толщина пласта, охваченная горением, — довольно существенно (табл. 6.8). Однако зона, обработанная фронтом горения, всегда располагалась непосредственно под кровлей пласта. На рис. 6.39, а показан профиль этой зоны, наблюдавшийся через 47 мес после начала работ; сравнение данного профиля с изобатами показывает, что процесс перемещался предпочтительнее к верхним слоям структуры. Эффективность вытеснения нефти из выжженной зоны очень высока. Отношение общего объема зоны, подвергшейся выжиганию, к объему области пласта, ограниченной профилем фронта горения, составляло в сентябре 1957 г. 31,6 %, а в сентябре 1959 г. — 50,4 %. Соответствующие текущие коэффициенты нефтеотдачи равны 42,6 % и 64,1 % (см. рис. 6.12, а).

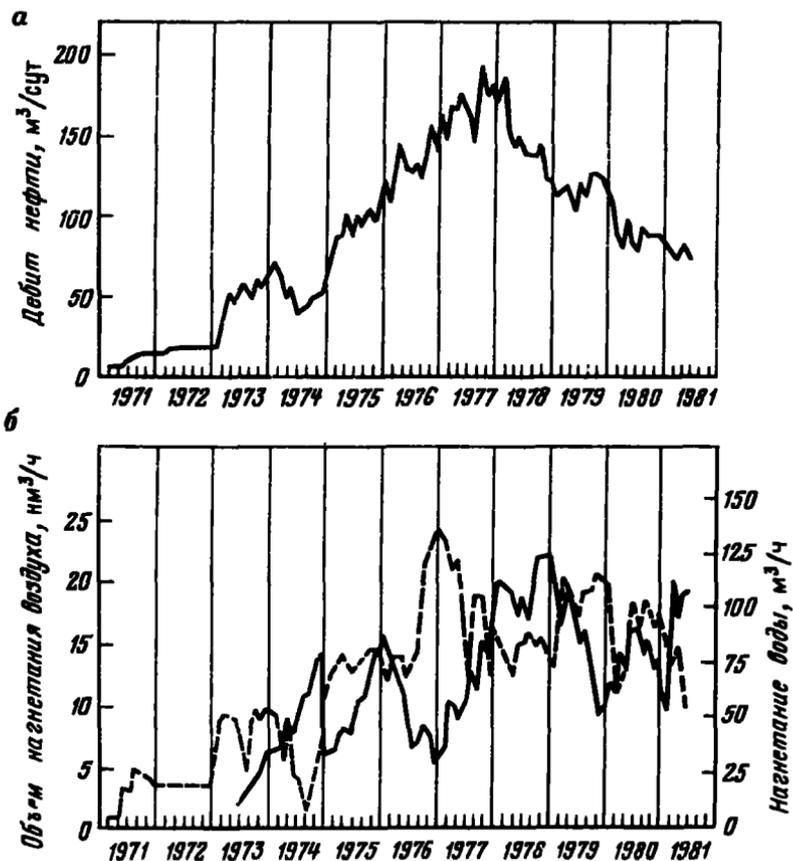


Рис. 6.38. Характеристики процесса нефтедобычи методом внутрипластового горения на месторождении Бельжо (Боджо) [6.72]:

а – объем нефтедобычи; б – объемы нагнетания

В некоторых работах по внутрипластовому горению приходилось прибегать к нетрадиционной геометрии размещения нагнетательных и добывающих скважин. Так было на залежи Моко месторождения Мидвей Сансет (шт. Калифорния, США), представляющей антиклиналь с шестью нефтенасыщенными интервалами [6.77]. Для лучшего использования эффекта гравитации нагнетательные скважины расположены в верхних точках структуры: воздух нагнетается или во все нефтенасыщенные области, или же выборочно в некоторые из них. Из табл. 6.6 видно, что данная методика, использованная на начальном этапе разработки, привела к получению очень хороших результатов.

На месторождении Мига, расположенном в восточной части Венесуэлы (см. таблицу 6.6), нагнетание воздуха в пласт объемом  $23 \cdot 10^6 \text{ м}^3$

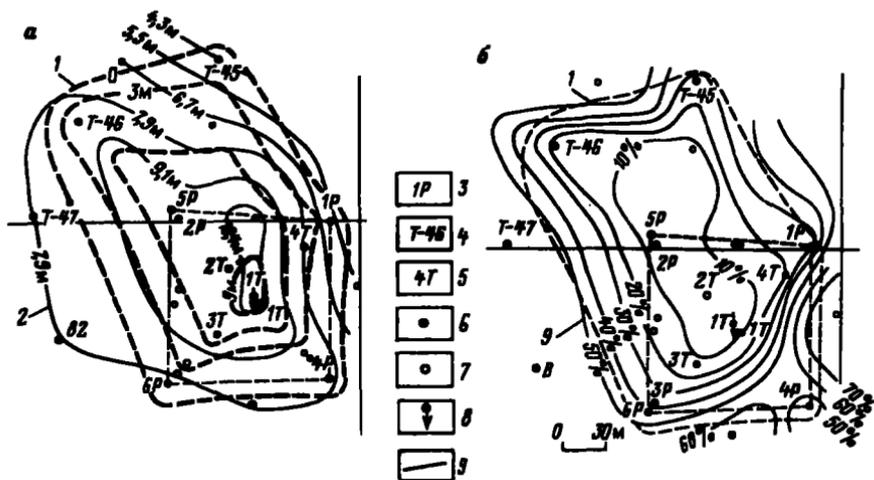


Рис. 6.39. Результаты эксперимента по внутрипластовому горению, поставленного на месторождении Саут Белридж (шт. Калифорния, США) [6.75]:

*a* – обработанная при горении толщина пласта (на ноябрь 1959 г.); *b* – остаточная нефть (% от начального количества нефти); 1 – обработанная при горении толщина пласта; 2 – изопахиты (полезная мощность пласта); 3 – 1P – разработчик участка; 4 – T-46 – разработчик соседнего участка; 5 – 4T – наблюдательные скважины; 6 – ликвидированные скважины; 7 – скважины для отбора керна; 8 – скважина для нагнетания воздуха; 9 – остаточная нефть

осуществлялось через одну скважину, бывшую ранее добывающей. Газонефтяная смесь, поднимаемая на поверхность, характеризовалась высокими газовыми факторами, что указывает на существование небольшой газовой шапки [6.83]. В течение 4,5 лет за добывающими скважинами велось наблюдение для поддержания приблизительного баланса между количествами нагнетаемых и добываемых газов; при дости-

Таблица 6.8

Толщина пласта, охваченная процессом горения; данные, полученные при изучении проб, отобранных при нефтедобыче методом внутрипластового горения на месторождении Саус Белридж [6.75]

Данные, полученные при изучении отобранных проб (см. рис. 6.39)	Толщина пласта, м	Толщина, охваченная процессом горения, м	
		ноябрь 1957 г.	ноябрь 1959 г.
CH <sub>2</sub> и CH <sub>5</sub>	11	3,4	7,9
CH <sub>3</sub> и CH <sub>6</sub>	9,4	2,7	4,3
CH <sub>4</sub> и CH <sub>7</sub>	8,8	0,9	2,1
CH <sub>10</sub>	7,0	–	5,5

жении темпа нагнетания, соответствующего уровню номинальной мощности компрессоров ( $17\ 000\ \text{нм}^3/\text{ч}$ ), возникла необходимость бурения дополнительных добывающих скважин. В этот период добыча по месторождению колебалась от 120 до  $210\ \text{м}^3/\text{сут}$ . При этом для продления сроков функционирования добывающих скважин было принято решение о переносе нагнетания воздуха на новую скважину. Эксперимент продолжался при темпе нагнетания, меньшем номинальной мощности компрессора, но при почти не изменившемся воздухонефтяном факторе. По оценкам, проведенным в 1975 г., использование единственной нагнетательной скважины приводит к снижению необходимого количества воздуха, а также снимает остроту вопросов, связанных с анизотропией пласта и добычей горячих нефтепродуктов [6.83].

На сегодняшний день наиболее глубокозалегающим пластом (глубина залегания равна 3500 м), разрабатываемым с применением внутрипластового горения, является залежь на истощенном месторождении Вест Хайдельберг Коттон Валле, США [6.76]. Пласт состоит из 14 песчаных горизонтов, восемь из которых нефтеносны. Начало работ относится к 1971 г., когда стали добывать нефть из пятого горизонта. Затем, после дополнительной перфорации одной из двух нагнетательных скважин на уровне четвертого горизонта, работы продолжались уже в двух интервалах. Одна из нагнетательных скважин служит для подачи воздуха в пятый горизонт, а другая — для циклической закачки газов в четвертый для поддержания давления. Свойства песчаных горизонтов приведены в табл. 6.6. В 1981 г. темп нагнетания воздуха составлял  $7300\ \text{нм}^3/\text{ч}$  при давлении нагнетания 345 бар; производительность компрессора для газообразных продуктов горения составляла  $3500\ \text{нм}^3/\text{ч}$  при давлении нагнетания 200 бар. В 1972 г. на входе пятой ступени шестиступенчатого компрессора, несмотря на использование синтетической смазки, произошел взрыв. С тех пор регулярно каждые три месяца соединительные трубы промываются 5 %-ным раствором соды и азотнокислого натрия, что позволяет избежать подобных инцидентов [6.76]. В июне 1981 г. воздухонефтяной, газонефтяной факторы составляли соответственно 635 и  $450\ \text{нм}^3/\text{м}^3$ . Эти работы расцениваются как большое техническое и экономическое достижение.

Метод внутрипластового горения применялся с успехом и в пластах малой толщины, например, на месторождениях Глориана, Глен Хьюмелль, Трикс Лиз и Мэй Либби, толщина пластов которых колебалась в пределах от 1 до 3 м (см. табл. 6.6).

В разделе 5.2.1 отмечалось, что для определения количества топлива, которое может принять участие в процессе горения, следует учитывать состав коллектора (наличие глины и катализаторов), а также возможное присутствие связанных органических веществ. Это особенно важно при добыче легкой нефти, когда количество коксообразного остатка может оказаться недостаточным для поддержания процесса. В лабораторных экспериментах горение на образцах проб, взятых на месторождении легкой нефти Мэй Либби протекало нормально, однако в эталонной среде, составленной из 95 % песка и 5 % каолинита, имело тенденцию к затуха-

нию. В состав коллектора природного пласта входят песок (76 %), алевроит (13,5 %) и глина (10,5 %) — в основном каолинит, но с небольшими примесями монтмориллонита, иллита и хлорита [6.86]. На песчаннике Робинсон месторождения Фри присутствие сидерита и пирита [6.78] и [6.76] оказало влияние на развитие горения. Более того, изучение окисления в нефтеносном песке месторождения Балария выявило воздействие на процесс присутствующих органических веществ [6.61].

Среди примеров, приведенных в табл. 6.6, следует обратить внимание на работы, проводимые на месторождении Слосс по третичной добыче легкой нефти; в этих работах водовоздушное отношение было наибольшим из всех рассмотренных примеров. Характеристики пласта не позволяли рассмотреть эффективность применения внутрипластового горения (малые величины нефтенасыщенности и толщины пласта, большая глубина залегания). На стадии эксперимента удалось поддерживать горение при среднем водовоздушном отношении, равном  $7,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$ , причем воздухомнефтяной фактор составил  $3000 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , что является хорошим показателем для такого пласта [6.88]. При расширении масштабов работ водовоздушное отношение было доведено до  $4,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$ .

Результаты широкомасштабных работ были существенно хуже экспериментальных. Средний воздухомнефтяной фактор в период нагнетания воздуха составлял  $3800 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , и, кроме того, были зарегистрированы неблагоприятные изменения водовоздушного отношения и воздухомнефтяного фактора [6.50]. После окончания нагнетания воздуха в пласт стали подавать воду, что позволило получить дополнительное количество нефти и снизить воздухомнефтяной фактор до  $2900 \text{ нм}^3/\text{м}^3$  [6.87]. В процессе добычи нефти регулярно отбирались керны — сначала на экспериментальном участке [6.88], а затем, при расширении масштабов работ, — на одном из разрабатываемых участков. Визуальное изучение и наблюдение под микроскопом образцов позволяли определить протяженность зоны, обработанной горением, и приближенное значение максимальной достигнутой температуры, которая была не ниже  $400^\circ \text{C}$  в области пласта, где расположены шесть из семи скважин, из которых были отобраны керны.

Выжженная зона располагалась ближе к кровле пласта, что можно приписать как большей проницаемости данной области относительно других областей, так и эффекту гравитации. Однако высокая температура позволяет допустить, что воздух и вода, нагнетаемые одновременно, неодинаково распределяются в пласте. Так, например, в верхней части пласта может происходить сухое горение или влажное горение с очень небольшим водовоздушным отношением, а его нижние области могут быть подвергнуты вымыванию водой. Более равномерный охват пласта по вертикали возможен при поочередном нагнетании в него воздуха и воды [6.87]. Однако при такой программе нагнетания возникает ряд специфических проблем: коррозия в добывающих скважинах при не-

полной утилизации кислорода, разложение нефти в результате окисления и невысокий охват плахты по объему [6.89].

Внутрипластовое горение совместно с иными методами термического воздействия на пласт испытывали на месторождении Шонебек (см. раздел 4.4). При режиме сухого горения воздушнонефтяной фактор составлял  $3000 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , а при комбинированном нагнетании в пласт воды и воздуха —  $1000 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , причем водовоздушное отношение в нагнетаемой смеси колебалось в пределах  $2,5 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$ . Эта технология привела в данном случае к закупорке коллектора, вызванной, как полагают, осаждением в кислой среде парафиновых и битуминозных соединений, содержащихся в сырой нефти [6.55].

Внутрипластовое горение использовали и при разработке месторождения Тиа Фуана Эст (см. разд. 4.4). На участке было пробурено семь скважин с центральной нагнетательной. В пласт подавали водовоздушную смесь с водовоздушным отношением  $7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$ . В данном случае возникли серьезные проблемы, связанные с коррозией, однако было получено неплохое значение воздушнонефтяного фактора [6.55].

## **6.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ВНУТРИПЛАСТОВОМ ГОРЕНИИ**

### **6.5.1. Ограниченное прямоточное горение**

Иногда внутрипластовое горение рассматривается лишь как способ теплового воздействия на скважины. Процесс состоит из воспламенения и внутрипластового горения в течение некоторого ограниченного временного интервала, порядка 1÷3 мес., что позволяет накопить в призабойной зоне значительное количество тепла. Однако в этом случае следует принимать меры для предотвращения коксования нефти при ее продавливании сквозь область с высокой температурой. Это может быть достигнуто, например, нагнетанием вслед за воздухом контролируемого количества воды. При горении могут возникнуть некоторые существенные вторичные эффекты — уплотнение песчаного коллектора вследствие связующего воздействия небольших количеств остаточного кокса и разрушения матрицы, а также рост проницаемости матрицы вследствие промывки призабойной зоны [6.91].

### **6.5.2. Противоточное горение**

Для разработки отложений битуминозных песков иногда рекомендуется проводить внутрипластовое противоточное горение (см. раздел 5), за которым может следовать прямоточное горение. Интересной работой в этой области являются эксперименты, проводимые компанией „Филипс Петролеум” на небольшом опытном участке месторождения Беллами (шт. Монтана, США) [6.49]. После воспламенения (см. раздел 6.3.1) горение протекало нормально, однако воздушнонефтяной фактор

был слишком велик ( $7800 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ ). Противоточное горение использовалось и в ряде других экспериментальных работ. По-видимому, область технической и экономической целесообразности его применения на нефтеносных месторождениях ограничена.

### 6.5.3. Горение вдоль разлома

Применение внутрипластового горения после создания трещин в теле пласта. На одном из месторождений битуминозных осадочных пород в шт. Кентукки (США) была предпринята попытка изучения внутрипластового горения, инициированного после создания горизонтальных трещин в призабойных зонах четырех добывающих скважин, пробуренных на экспериментальном участке [6.92]. Трещины были образованы при нагнетании воздуха и расширены с помощью закачанного в пласт геля и отсортированного песка, служащего закрепляющим веществом в песчаной слабосцементированной породе. Длина трещины была 7,5 м, а расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами на участке с пятиточечной системой размещения скважин — 23 м.

Горение распространялось в результате нагнетания воздуха под давлением, превышающим порог трещинообразования. Однако потери флюидов на расположенных поблизости границах пласта и значительная неоднородность распределения углеводородов препятствовали расширению работ. Плотность добываемой нефти была  $0,969 \text{ г/см}^3$ , в то время как плотность пластового битума составляла  $0,996 \text{ г/см}^3$ , а его вязкость — примерно 100 000 сПз при  $15^\circ\text{C}$ .

Метод компании „Амоко“. Компанией „Амоко“ была исследована на песчаниках Атабаски (Канада) технология разработки битуминозных отложений с низкой приемистостью. Весь процесс состоит из трех этапов [6.93].

1. Предварительный нагрев; на этом этапе проводят поджиг и нагнетание в пласт воздуха под давлением, равным или несколько превышающим давление трещинообразования. С приближением фронта горения к добывающим скважинам их закрывают или регулируют дебит до тех пор, пока в пласте не накопится достаточно тепловой энергии.

2. Снижение давления; на этом этапе открывают добывающие скважины, пластовое давление падает. Добывают битумы, подвижность которых возрастает в результате предварительного прогрева.

3. Нагнетание в пласт водовоздушной смеси с водовоздушным отношением, определяемым для метода COFCAW (см. раздел 5.3.3); на месторождении Атабаска его величина составляла  $3,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{нм}^3$ .

Экспериментальные работы позволили разработать программу добычи нефти на промышленном уровне [6.93].

#### **6.5.4. Последовательное использование паротеплового воздействия и внутрипластового горения**

Внутрипластовое горение успешно применялось на месторождении Мидвей Сансет (шт. Калифорния, США), ранее разрабатывавшемся методом паротеплового воздействия.

Последовательное использование методов паротеплового воздействия и внутрипластового горения весьма эффективно при добыче битумов, залежи которых обладают малой проницаемостью вследствие низкой подвижности пластовой нефти. Аналогичная технология была использована компанией „БП Канада” на месторождении Голд Лейк (провинция Альберта, Канада) [6.94].

#### **6.5.5. Внутрипластовое горение с нагнетанием воздуха, обогащенного кислородом**

Нагнетание в пласт воздуха, обогащенного кислородом, или чистого кислорода (возможно совместно с нагнетанием воды) может привести к повышению эффективности внутрипластового горения. Действительно, при нагнетании воздуха в пласт подается значительное количество азота, не принимающего участия в процессе. Более того, как было отмечено в ряде работ, приемистость скважины не всегда позволяет закачать в пласт требуемое количество воздуха [6.82]. Снижение же газового фактора при нефтедобыче может привести к ухудшению продуктивности скважин — параметру, часто налагающему ограничения на разработку месторождений тяжелой нефти.

С другой стороны, увеличение содержания  $\text{CO}_2$  в газообразных продуктах горения (до уровня 80–90 % при горении в атмосфере чистого кислорода) [6.97] благоприятно сказывается на подвижности нефти благодаря растворению в ней  $\text{CO}_2$ . Если пластовое давление достаточно велико ( $> 50$  бар), наблюдается снижение вязкости даже тяжелой нефти, с которой смешивается двуокись углерода [6.98], что увеличивает подвижность нефти в холодных областях пласта. Более того, добытый газ может иметь большую ценность за счет повышенной теплоты сгорания по сравнению с газами, полученными при внутрипластовом горении в атмосфере воздуха, а также вследствие возможности его использования как сырья для получения  $\text{CO}_2$  [6.99]. И наконец, повышение содержания кислорода в нагнетаемом газе должно привести к улучшению параметров процесса при разработке месторождений малоактивных нефтей.

Однако при использовании обогащенного воздуха или чистого кислорода возникает ряд проблем, связанных, в частности, с затратами, а также разработкой методики проведения работ. Применение кислорода становится все более заманчивым с ростом рабочего давления, так как при этом энергозатраты на сжатие воздуха увеличиваются быстрее, чем энергозатраты на его разделение с последующим сжатием полученного кислорода до требуемого уровня [6.99], причем рост капитальных вложений подчиняется аналогичным закономерностям. Различные эконо-

мические анализы этого вопроса подтверждают, что стоимость данной массы сжатого кислорода находится на одном уровне со стоимостью эквивалентного количества воздуха, а при повышении давления, что необходимо при переходе к промышленной эксплуатации, использование чистого кислорода предпочтительнее. Для наглядности можно отметить, что в установках производительностью более 8 т/ч кислорода ( $6000 \text{ м}^3/\text{ч}$   $\text{CO}_2$  эквивалентны примерно  $28\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$  воздуха) при рабочем давлении, превышающем 70–100 бар, затраты на получение кислорода при требуемом давлении (капитальные вложения + стоимость эксплуатации оборудования) ниже, чем затраты на сжатие воздуха [6.99].

При использовании чистого кислорода требуется соблюдение определенных мер безопасности. Необходимо тщательно подбирать материалы, а также обеспечивать отсутствие любых следов горючих веществ в наземных устройствах и в трубопроводах, по которым циркулирует кислород. Вспомогательное оборудование и измерительные приборы должны быть сконструированы так, чтобы заранее сигнализировать об опасности возникновения неконтролируемой реакции.

Все большее распространение применения чистого кислорода в промышленных установках указывает на то, что трудности, связанные с его использованием, преодолимы. Однако остаются проблемы предохранения от коррозии элементов скважин, являющиеся трудноразрешимыми вследствие воздействия на металл агрессивной среды (газа с высоким содержанием  $\text{CO}_2$  в присутствии воды и активных веществ, например, серосодержащих соединений) и высокой температуры.

Хотя впервые идея о перспективности использования кислорода для внутрипластового горения возникла в 1960 г., а начальные публикации о результатах экспериментальных работ на лабораторных стендах по комбинированному нагнетанию чистого кислорода и воды относятся к 1967 г. [6.26], первая попытка нагнетания обогащенного кислородом воздуха, проведенная в промышленных условиях, была осуществлена лишь в 1980 г. [6.99]. Начало эксперимента в полевых условиях относится к 1978 г., когда стали нагнетать в пласт на пяти участках воздух под давлением около 170 бар. С января 1980 г. на одном из участков постепенно обогащали воздух кислородом вплоть до уровня содержания кислорода 90 %, который поддерживался с декабря 1980 г. до 1 января 1982 г. Затем в целях использования накопленной в пласте тепловой энергии для вытеснения дополнительного объема нефти в пласт стали нагнетать воду.

Другие экспериментальные работы по нагнетанию обогащенного кислородом воздуха, проводимые в США и Канаде [6.82], [6.100], позволят более четко уяснить все преимущества данной модификации метода внутрипластового горения.

Подготовка к использованию в промышленных условиях обогащенного кислородом воздуха может основываться на данных экспериментов, проведенных на лабораторных стендах. Если же таких данных нет, можно исходить из допущения, что количество кислорода, необходимое для обработки единицы объема коллектора, одинаково для нагнетания

обычного воздуха и воздуха, обогащенного кислородом. По-видимому, возможность такого допущения достаточно хорошо проверена [6.9] и [6.101].

Приложение А.6.1. Пример определения программы разреботки нефтеносного пласта при использовании внутрипластового горения

Предположим, что решено воздействовать методом внутрипластового горения на пласт, характеризуемый следующими параметрами:

Глубина залегания $z^*$ , м	.....	.700
Полезная толщина $h_n$ , м	.....	.4
Проницаемость $k$ , Д	.....	.0,9
Пористость $\Phi$	.....	.0,30
Нефтенасыщенность (в стандартных условиях) $S_{H_i}/B_{O_i}$	.....	.0,60
Плотность нефти $\rho_H$ , кг/м <sup>3</sup>	.....	.920
Пластовая температура $T_p$ , °С	.....	.45
Пластовое давление $p$ , бар	.....	.50
Диаметр эксплуатационной скважины $d_p$ , см	.....	.16,8
Относительная проницаемость воздуха $k_g/k$	.....	.0,05

Пусть результаты лабораторных экспериментов свидетельствуют о том, что в режиме сухого горения в пласте количество сгоревшего топлива  $(m_c/v) r = 31$  кг/м<sup>3</sup>, а необходимое количество воздуха  $a_r = 340$  нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В режиме влажного горения при водовоздушном отношении  $2,5 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup> данные параметры составляют соответственно 23 кг/м<sup>3</sup> и 250 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Требуется определить программу нефтедобычи в режиме внутрипластового горения на пятиточечном участке площадью 250 м x 250 м ( $Z = 250$  м) при допущении, что коэффициент охвата пласта вдоль вертикали составляет  $E_{V_a} = 1$  (воздухом) и  $E_V = 0,85$  (фронтом горения). Разрабатываемый участок считается изолированным от соседних областей месторождения.

#### А.6.1.1. Определение количества воздуха для закачки в пласт.

Программа нагнетания

Допустим, что  $E_{H_a} = 0,65$ . Тогда из (6.38) получаем

$$v_a = 0,65 \cdot 340 \cdot 4 \cdot 250^2 \approx 55,25 \cdot 10^6 \text{ нм}^3/\text{ч}.$$

Предположим, что на завершающей стадии работы плотность потока воздуха  $V_{aF} = 0,5$  нм<sup>3</sup>·м<sup>-2</sup>·ч<sup>-1</sup>. Тогда из (6.41) получаем

$$\dot{v}_{\sigma_m} = 3,5 \cdot 4 \cdot 250 \cdot 0,5 = 1750 \text{ нм}^3/\text{ч}.$$

Предлагается включить в программу нагнетания воздуха три следующих этапа.

Начальный этап, в течение которого расход нагнетания  $\dot{v}_{a_1} = 500$  нм<sup>3</sup>/ч; следующий этап, характеризуемый расходом нагнетания  $\dot{v}_{a_2} = 1500$  нм<sup>3</sup>/ч, и заключительный этап, в течение которого  $\dot{v}_{a_2} = \dot{v}_{a_m}$ .

Расход возрастает при достижении плотности потока через фронт горения порядка  $1 \text{ нм}^3 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{ч}^{-1}$ . Тогда из (6.47), (6.48), (6.49):

$$r_1 = \frac{500}{2 \cdot \pi \cdot 4} = 19,89 \text{ м};$$

$$t_1 = \frac{\pi \cdot 4 \cdot 19,89^2 \cdot 340}{500} = 3381 \text{ ч} \approx 141 \text{ сут},$$

$$r_2 = \frac{1500}{2 \cdot \pi \cdot 4} = 59,68 \text{ м},$$

$$t_2 = \frac{\pi \cdot 4 \cdot (59,68^2 - 19,89^2) \cdot 340}{1500} = 9018 \text{ ч} \approx 376 \text{ j},$$

$$t_3 = \frac{1}{1750} [55,25 \cdot 10^6 - 24 \cdot 141 \cdot 500 - 24 \cdot 376 \cdot 1500] = 22870 \text{ ч} \approx 953 \text{ сут}.$$

Общая продолжительность работ

$$t_1 + t_2 + t_3 = 1470 \text{ j сут}.$$

#### А.6.1.2. Максимальное давление нагнетания и мощность воздушного компрессора

Положив  $\mu_a = 0,195 \text{ сПз}$  (см. табл. 4.1) и  $T_r = 318 \text{ К}$ , из (6.51) и (6.52) получаем:

$$f = \ln \frac{250^2}{0,168^2 \cdot 59,68} - 1,238 = 9,284,$$

$$p_a^2 - p_p^2 = 3,144 \frac{0,0195 \cdot 318 \cdot 1750}{0,05 \cdot 900 \cdot 4} 9,284 = 1760 \text{ бар}^2.$$

Откуда при  $p_p = 50 \text{ бар}$

$$p_a = \sqrt{1760 + 50^2} = 65 \text{ бар}.$$

Пусть используется пятиступенчатый поршневой компрессор, позволяющий получить после охлаждения воздуха на выходе последней ступени давление  $71,2 \text{ бар}$ .

Определяем мощность компрессора:

$$P_m = 177,6 \cdot 1750 = 310800 \text{ Вт}.$$

### А.6.1.3. Ожидаемые результаты увеличения добычи нефти

Количество нефти, вытесняемой в ходе горения, находится с помощью соотношения (6.57). Допустим, что  $\xi = 0,4$ ;  $\xi' = 0,1$ ;  $E_H = 0,6$ ;  $E_{Hv}/E_H = 1,03$  и  $\Phi(S_{h,r,v}/B_{o,v}) \approx (v_c/v)_r$ . Если считать, что плотность кокса  $\rho_c = 1000 \text{ кг/м}^3$ , то

$$\left(\frac{v_c}{v}\right)_r \approx \Phi \frac{S_{h,r,v}}{B_{o,v}} = 0,031;$$

$$\frac{v_{h,d}}{h_n A_p} = 1,03 \cdot 0,6 \cdot 0,85 [0,3 \cdot 0,6 - 0,031] + [1,03 \cdot 0,6 \cdot 0,15 \cdot 0,4 + (1 - 1,03 \cdot 0,6) \cdot 0,1] \cdot 0,3 \cdot 0,6 = 0,0918.$$

Количество нефти, вытесненной с площади разрабатываемого участка

$$v_{h,d} = 0,0918 h_n L^2 = 0,0918 \cdot 4 \cdot 250^2 = 22950 \text{ м}^3.$$

Общий воздухомнефтяной фактор составляет

$$\frac{\text{закачанный воздух}}{\text{извлеченная нефть}} = \frac{55,25 \cdot 10^6}{22950} = 2407 \text{ нм}^3/\text{м}^3.$$

Можно рассмотреть возможность использования влажного горения для повышения добычи нефти. Из (6.63) и (6.61) следует уравнение, позволяющее найти долю нефти, вытесненной при разработке пласта:

$$\frac{v_{h,d}(\mathbf{x})}{h_n A_p} = \frac{E_{Hv}}{E_H} \left\{ E_v \left[ \Phi \frac{S_{h,t}}{B_{o,t}} - \left(\frac{v_c}{v}\right)_r \right] + (1 - E_v) \xi \Phi \frac{S_{h,t}}{B_{o,t}} \right\} \mathbf{x} + \xi' \Phi \frac{S_{h,t}}{B_{o,t}} \left( 1 - \frac{E_{Hv}}{E_H} \mathbf{x} \right) \frac{\mathbf{x}}{E_H};$$

$$\frac{v_{h,d}(\mathbf{x})}{4 \times 250^2} = 1,03 [0,85 (0,3 \cdot 0,6 - 0,031) + 0,15 \cdot 0,4 \cdot 0,3 \cdot 0,6] \mathbf{x} + 0,1 \cdot 0,3 \cdot 0,6 \cdot \frac{\mathbf{x}}{0,6} - 0,1 \cdot 0,3 \cdot 0,6 \cdot 1,03 \frac{\mathbf{x}^2}{0,6};$$

$$v_{h,d}(\mathbf{x}) = 42893 \mathbf{x} - 7725 \mathbf{x}^2; \quad 0 \leq \mathbf{x} \leq 0,6.$$

Текущий охват по площади пласта  $\mathbf{x}(t)$  при прохождении фронта горения определяется соотношением

$$\mathbf{x}(t) = \frac{E_H}{E_{Hv}} \frac{v_a(t)}{h_n L^2 a_r},$$

Для рассматриваемого здесь примера

$$\alpha(t) = \frac{0,6}{0,65} \cdot \frac{v_a(t)}{4 \cdot 250^2 \cdot 340} = 1,086 \cdot 10^{-8} v_a(t)$$

Общее количество воздуха  $v_a(t)$ , поступившего в пласт к моменту  $t$ , связано с временным интервалом, относящимся к  $m$ -й ступени разбиения, следующим образом:

$$v_a(t) = \sum_1^{m-1} \dot{v}_a t_i + \dot{v}_{a_m} \left( t - \sum_1^{m-1} t_i \right)$$

Найденные расчетным путем объемы вытесненной нефти и их зависимость от времени приведены в табл. А.6.1.1 и показаны на рис. А.6.1.1, из которого легко определить объем добычи нефти, если допустить существование некоторого сдвига по времени  $t_i$  между ее вытеснением и извлечением.

Таблица А.6.1.1

$t(t)$	$v_a(t), 10^6 \text{ м}^3$	$\alpha(t)$	$v_{h,d}(t) \text{ м}^3$	$\frac{v_a(t)}{v_{h,d}(t)}$
141	1,692	0,018	786	2 154
365	9,756	0,106	4 458	2 189
517	15,228	0,165	6 882	2 213
730	24,174	0,263	10 728	2 253
1 095	39,504	0,429	16 980	2 327
1 470	55,254	0,600	22 957	2 407

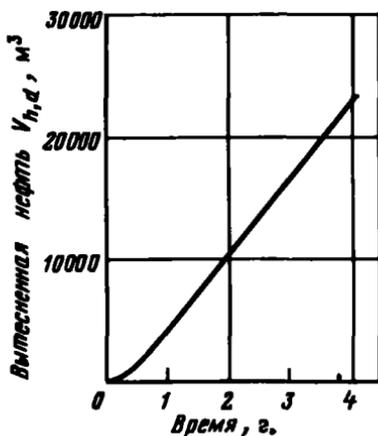


Рис. А.6.1.1.

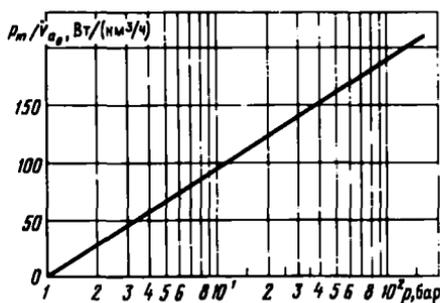


Рис. А.6.2.1.

Приложение А.6.2.

Приближенный расчет энергозатрат на сжатие воздуха

Рассмотрим поршневой компрессор, максимальная рабочая температура которого составляет 140 °С. Допустим, что в течение всего года температура окружающей среды не превышает 27 °С и что разность температур атмосферного и сжатого воздуха на выходе теплообменника составляет 15 °С.

В стандартных условиях (давление 1,013 бар и температура 288 К)

$$\frac{p_0}{T_0} = \frac{1,013 \cdot 10^5}{288} = 3,517 \cdot 10^2 \text{ Па} \cdot \text{К}^{-1}.$$

В табл. А.6.2.1 даны методика расчета и результаты для рассматриваемого случая, на рис. А.6.2.1 показана зависимость мощности при единичном расходе  $P_m/v_{a0}$  от давления.

Таблица А.6.2.1

Параметр	j						
	1	2	3	4	5	6	7
$T_{1j}, ^\circ\text{К}$	300 27	315 42	315 42	315 42	315 42	315 42	315 42
$P_{1j}, \text{бар}$ (уравнение 6.92)	1,0130	2,737	6,181	13,957	31,515	71,165	160,7
$P_{II,j}/P_{1,j}$	2,80	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	—
$P_{II,j}, \text{бар}$	2,836	6,405	14,463	32,658	73,746	166,53	—
$T_{II,j}, \text{К}$ (уравнение 6.88)	402,6	401,6	401,6	401,6	401,6	401,6	—
$\Delta T_{i,j}$	102,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	—
$\eta_{i,j}$ (см. рис. 6.20)	0,917	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898	—
$\Delta T_{f,j}$ (уравнение 6.83)	111,9 411,9	96,4 411,4	96,4 411,4	96,4 411,4	96,4 411,4	96,4 411,4	—
$T_{II,r,j}, ^\circ\text{C}$	138,9	138,4	138,4	138,4	138,4	138,4	—
$Z_{1,j}$	1,000	0,997	0,9991	0,9977	0,9945	0,9874	—
$Z_{II,j}$	1,000	1,0014	1,0033	1,0078	1,0180	1,0410	—
$Z_j$	1,000	1,000	1,001	1,003	1,006	1,014	—
$\eta_{i,j} \eta_m (\eta_m = 0,96)$	0,880	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	—
$P_{m,j} \frac{p_0}{T_0} v_{a0}, \text{К}$	408,0	351,6	351,9	352,7	353,7	356,5	—
$P_m \frac{p_0}{T_0} v_{a0}$	408,0	759,6	1 111,5	1 464,2	1 817,9	2 174,4	—
Вт / (нм <sup>3</sup> /ч)	39,9	72,4	108,6	143,1	177,6	212,4	—
$P_m/v_{a0}, \text{кДж/нм}^3$	143,5	267,2	390,9	515,0	639,4	764,7	—
$10^{-6} \text{ тэж/нм}^3$	9,04	16,8	24,6	32,5	40,3	48,2	—

Расчет центробежного компрессора несколько сложнее, так как к.п.д. каждой ступени зависит от истинного объемного расхода на входе. При этом допущение, принятое для рис. А.6.2.1, неверно.

## ЛИТЕРАТУРА ПО ОБЩИМ ВОПРОСАМ

- [1] MC ADAMS (W. H.). — Transmission de la chaleur. *Dunod*, Paris (1961).
- [2] MISSENAUD (A.). — Conductivité thermique des solides, liquides, gaz et de leurs mélanges. *Éditions Eyrolles*, Paris (1965).
- [3] JAKOB (M.). — Heat Transfer. *John Wiley*, New York (1962).
- [4] CARSLAW (H. S.) et JAEGER (J. C.). — Conduction of Heat in Solids. *Clarendon Press*, Oxford (1959).
- [5] GRÖBER (A.), ERK (S.) et GRIGULL (U.). — Die Grundgesetze der Wärmetübertragung. *Springer*, Berlin (1963).
- [6] DUFIVES (D.). — Transfert de matière. Série d'articles parus dans la *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XV-7/8, 1142-1159, XV-9, 1347-1365, XV-10, 1446-1464 (1960).
- [7] BIRD (R. B.), STEWART (W. E.) et LIGHTFOOT (E. N.). — Transport Phenomena. *John Wiley*, New York (1960).
- [8] MARLE (C.). — Cours de Production. IV. Les écoulements polyphasiques en milieu poreux. *Éditions Technip*, Paris (1972).
- [9] REID (R. C.), FRAUNHITZ (J. M.) et SHERWOOD (T. K.). — The Properties of Gases and Liquids. *Mc Graw Hill*, New York (1977).
- [10] MAXWELL (J. B.). — Data Book on Hydrocarbons. *Van Nostrand*, Princeton (1958).
- [11] JUNGERS (J. C.) et col. — Cinétique chimique appliquée. *Éditions Technip*, Paris (1958).
- [12] VAN TIGGELEN (A.) et col. — Oxydations et combustions, tomes I et II. *Éditions Technip*, Paris (1968).
- [13] EMANUEL (N. M.) et alii. — The Oxidation of Hydrocarbons in the Liquid Phase. *Pergamon Press*, Oxford (1965).
- [14] EMANUEL (N. M.), DENISOV (E. T.) et MAIZUS (Z. K.). — Liquid-Phase Oxidation of Hydrocarbons. *Pleenum Press*, New York (1967).
- [15] SCHMIDT (E.). — Propriétés de l'eau et de la vapeur d'eau. *Springer*, Berlin (1969).
- [16] OGANOV (K. A.). — Bases de la stimulation thermique des couches pétrolifères. *Nedra*, Moscou (1967) (en russe).
- [17] SMITH (C. R.). — Mechanics of Secondary Oil Recovery. *Reinhold*, New York (1966).
- [18] Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. CRAWFORD (P. B.) : chapter V ; FAROUQ ALI (S. M.) : chapter VI. *Interstate Oil Compact Commission*, Oklahoma City (1974).
- [19] Fundamentals of Thermal Oil Recovery. *Petroleum Eng. Publ. Co.*, Dallas (1965) ; Compilation d'articles de divers auteurs.
- [20] Thermal recovery processes. *SPE Reprint Series n° 7*, *Soc. Petroleum Engrs AIME* (1968) ; Compilation d'articles de divers auteurs.
- [21] Thermal recovery techniques. *SPE Reprint Series n° 10*, *Soc. Petroleum Engrs AIME* (1972) ; Compilation d'articles de divers auteurs.
- [22] L'exploitation des gisements d'hydrocarbures. BIA (P.), COMBARNOUS (M.) : chapitre VI ; BURGER (J.), SAMUQUET (B.) : chapitre VII. *Éditions Technip*, Paris (1974).
- [23] LO (H. Y.). — Bibliography of Thermal Methods of Oil Recovery. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 14, n° 2, p. 55-65 (1975).
- [24] PRATS (M.). — Thermal recovery. *Soc. Petroleum Engrs AIME*, Monograph vol. 7 (1982).

## ЛИТЕРАТУРА

- [6.1] ARMENTO (M. E.) et MILLER (C. A.). — Stability of moving combustion fronts in porous media. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 17, p. 423-430 (1977).
- [6.2] MARTIN (W. L.), ALEXANDER (J. D.) et DEW (J. N.). — Process variables of in situ combustion. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 28-35 (1958) [Repris dans 20, p. 52].
- [6.3] SNOWALTER (W. E.). — Combustion drive tests. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 3, p. 99-108 (1960) [Repris dans 20, p. 71].
- [6.4] BURGER (J.) et SAMUQUET (B.). — Laboratory research on wet combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 25, p. 1137-1146 (1973).
- [6.5] HOLST (P. H.) et KAMRA (P. S.). — The size of the steam zone in wet combustion. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 13, p. 13-18 (1975).
- [6.6] RAMEY (H. J., Jr.). — Transient heat conduction during radial movement of a cylindrical heat source. Applications to the thermal recovery process. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 216, p. 115-122 (1959).
- [6.7] BAILEY (H. R.) et LARKIN (B. K.). — Heat conduction in underground combustion. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 216, p. 123-129 (1959).
- [6.8] BAILEY (H. R.) et LARKIN (B. K.). — Conduction-convection in underground

- combustion. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 219, p. 320-331 (1960) [Repris dans 20], p. 107.
- [6.9] THOMAS (G. W.). — A study of forward combustion in a radial system bounded by permeable media. *J. Petroleum Technol.*, vol. 15, p. 1145-1149 (1963).
- [6.10] CHU (C.). — Two-dimensional analysis of a radial heat wave. *J. Petroleum Technol.*, vol. 15, p. 1137-1144 (1963). [Repris dans 20], p. 147.
- [6.11] COUCH (E. J.) et SELIG (F.). — Discussion of a study of forward combustion in a radial system bounded by permeable media. *J. Petroleum Technol.*, vol. 15, p. 1370-1371 (1963).
- [6.12] BAKER (P. E.). — Temperature profiles in underground combustion. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 2, p. 21-27 (1962).
- [6.13] KUO (C. H.). — A heat transfer study for the in-situ combustion process. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 2651* (sept. 1969).
- [6.14] VERMA (V. B.), REYNOLDS (A. C.) et THOMAS (G. W.). — A theoretical investigation of forward combustion in a one-dimensional system. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 7526* (oct. 1978).
- [6.15] CROOKSTON (R. B.), CULHAM (W. E.) et CHEN (W. H.). — A numerical simulation model for thermal recovery process. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 19, p. 37-58 (1979).
- [6.16] GRABOWSKI (J. W.), VINSOME (P. K.), LIN (R. C.), BENIE (A.) et RUBIN (B.). — A fully implicit general purpose finite-difference thermal model for in situ combustion and steam. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 8396* (sept. 1979).
- [6.17] RUBIN (B.) et VINSOME (P. K. W.). — The simulation of the in-situ combustion process in one dimension using a highly implicit finite-difference scheme. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 19, n° 4, p. 68-76 (oct.-déc. 1980).
- [6.18] COATS (K.). — In-situ combustion model. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 20, p. 533-554 (1980).
- [6.19] GOTTFRIED (B. S.). — A mathematical model of thermal oil recovery in linear systems. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 5, p. 196-210 (1965).
- [6.20] FAROUQ ALI (S. M.). — Multiphase, multi-dimensional simulation of in-situ combustion. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6896* (oct. 1977).
- [6.21] ACHARYA (U. K.) et SOMERTON (W. H.). — Theoretical study of in-situ combustion in thick inclined oil reservoirs. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 7067* (avril 1979).
- [6.22] YOUNGREN (G. K.). — Development and application of an in-situ combustion reservoir simulator. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 20, p. 39-51 (1980).
- [6.23] HWANG (M. K.), JINES (W. R.) et ODRH (A. S.). — An in-situ combustion process simulator with a moving front representation. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 22, p. 272-279 (1982).
- [6.24] SOLIMAN (M. Y.), BRIGHAM (W. E.) et RAGHAVAN (R.). — Numerical simulation of thermal recovery processes. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 4042* (mars 1981).
- [6.25] MAHN (J. W.) et LANGENHEIM (R. H.). — Reservoir heating by hot fluid injection. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 216, p. 312-315 (1959).
- [6.26] BINDER (G. G., Jr.), ELZINGA (E. R.), TARMY (H. L.) et WILLMAN (B. T.). — Scaled-model tests of in-situ combustion in massive unconsolidated sands. *Proc. Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co. Barking*, vol. 3, p. 477-485 (1967).
- [6.27] GARON (A. M.), GEINBRECHT (R. A.) et LOWRY (W. E., Jr.). — Scaled model experiments of fireflooding in tar sands. *J. Petroleum Technol.*, vol. 34, p. 2158-2166 (1982).
- [6.28] ARONOFFSKY (J. S.) et RAMEY (H. J., Jr.). — Mobility ratio, its influence on injection or production histories in five-spot water flood. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 207, p. 205-210 (1956).
- [6.29] NELSON (T. W.) et MC NIEL (J. S.). — How to engineer an in-situ combustion project. *Oil and Gas J.*, vol. 59, n° 23, p. 58-65 (5 juin 1961).
- [6.30] EGGENSWILER (M.) et FAROUQ ALI (S. M.). — Two-dimensional, single phase simulation of a fireflood. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977. CIM Special Volume n° 17*, p. 487-495 (1977).
- [6.31] MC NIEL (J. S., Jr.) et MOSS (J. T.). — Oil recovery by in-situ combustion. *Petroleum Engr*, vol. 30, n° 7, p. B29-B42 (juil. 1958).
- [6.32] DINGLEY (A. J.). — The combustion recovery process. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 4, n° 4, p. 196-205 (oct.-déc. 1965).
- [6.33] COUNIHAN (T. M.). — A successful in-situ combustion pilot in the Midway-Sunset field, California. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 6525* (avt. 1977).
- [6.34] GATES (C. F.) et RAMEY (H. J., Jr.). — A method for engineering in-situ combustion oil recovery projects. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 285-292 (1980).
- [6.35] NELSON (T. W.) et MC NIEL (J. S., Jr.). — Oil recovery by thermal methods, Part 2. *Petroleum Engr*, vol. 31, n° 3, p. B75-B100 (mars 1959) [Repris dans 19], p. 161.
- [6.36] PARRISH (D. R.), RAUSCH (R. W.), BEAVER (K. W.) et WOOD (H. W.). — Underground combustion in the Shannon Pool, Wyoming. *J. Petroleum Technol.*, vol. 14, p. 197-205 (1962).
- [6.37] RAMEY (H. J., Jr.). — In-situ combustion. *Proc. Eighth World Petroleum Congr., Applied Sci. Publ., Londres*, vol. 3, p. 253-262 (1971).
- [6.38] BURGER (J.), ALDEA (G.), CARCOANA (A.), PETROVICI (V.), SAHUQUET (B.) et DELVE (H.). — Recherches de base sur la combustion in situ et résultats récents sur champ. *Proc. Ninth World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co. Barking*, vol. 3, p. 279-289 (1975).
- [6.39] CARCOANA (A.), TURTA (A.), BURGER (J.) et BARDON (C.). — Ralayage et récupération d'un gisement d'huile lourde par combustion in situ. *Colloq. international sur les Techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, Éditions Technip, Paris*, p. 117-134 (1975).
- [6.40] CHU (C.). — A study of fireflood field projects. *J. Petroleum Technol.*, vol. 29, p. 111-120 (1977).
- [6.41] BRIGHAM (W. E.), SATMAN (A.) et SOLIMAN (M. Y.). — Recovery correlations for in situ combustion field projects and appli-

- cation to combustion pilots. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 2132-2138 (1980).
- [6.42] STRANGE (I. K.). Ignition: key phase in combustion recovery. *Petroleum Engr.*, vol. 36, n° 12, p. 105-109 (nov. 1964); *id.*, vol. 36, n° 13, p. 97-106 (déc. 1964) [Repris dans 19, p. 146].
- [6.43] TADAMA (H. J.) et WUJIDMA (J.). Spontaneous ignition of oil sands. *Oil and Gas J.*, vol. 68, n° 50, p. 77-80 (14 déc. 1970).
- [6.44] BURGER (J.). Spontaneous ignition in oil reservoirs. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 16, p. 73-81 (1976).
- [6.45] MOSS (J. T.). Practical notes on ignition of fire flooding. *Petroleum Engr.*, vol. 37, n° 5, p. 72-77 (mai 1965).
- [6.46] GADELLE (C.), LÉSSI (J.) et SARDA (J. P.). — La gazéification souterraine profonde du charbon en France. L'expérience de Bruay-en-Artois. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, vol. 37, p. 157-181 (1982).
- [6.47] ALDRA (G.), PETCOVICI (V.), DUMITRESCU (H.) et PALADA (T.). — Aplicarea experimentală a metodei de exploatare prin combustie subterană în Republica Socialistă România. *Petrol si Gaz*, vol. 19, n° 1, p. 26-36 (1968).
- [6.48] MARRBERRY (J. E.) et BHATIA (S. K.). — Fortenton Northwest. A tertiary combustion case history. *Improved Oil Recovery Symp. of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 4764* (avt. 1974).
- [6.49] TRANTHAM (J. C.) et MARX (J. W.). — Hellamy field tests: oil from tar by counterflow underground burning. *J. Petroleum Technol.*, vol. 18, p. 109-115 (1966).
- [6.50] FARRISH (D. R.), POLLOCK (C. H.) et CRAIG (F. F., Jr.). — Evaluation of COFCAW as a tertiary recovery method. Sloss field, Nebraska. *J. Petroleum Technol.*, vol. 26, p. 676-680 (1974).
- [6.51] MONTAGNER (H.). — Limites actuelles de la combustion. *Pétrole et Technique*, n° 283, p. 205-211 (oct. 1980).
- [6.52] HARDIN (G.) et JOSEPH (C.). — Hodcau in situ combustion project. *Fourth annu. Report, Publ. U.S. Department of Energy, DOE/ET/12057-8* (juil. 1981).
- [6.53] GATES (C. F.) et HOLMES (B. G.). — Thermal well completions and operation. *Seventh World Petroleum Congr., Elsevier Publ. Co, Barking*, vol. 3, p. 419-429 (1967).
- [6.54] JOSEPH (C.) et PUSCH (W. H.). — Wet combustion in the Bellevue field. *First internation. Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands, Mc Graw-Hill, New York*, p. 544-550 (1981).
- [6.55] DIXT (D. N.). — Wet underground combustion, state of the art. *J. Petroleum Technol.*, vol. 22, p. 605-617 (1970) [Repris dans 21, p. 250].
- [6.56] FULFORD (R.). — Hodcau in-situ combustion project. Produced fluid analyses. *Topical Report, Publ. U.S. Department of Energy, DOE/ET/12057-7* (juil. 1981).
- [6.57] HORNE (J. S.), BOUSAID (I. S.), DORE (T. L.) et SMITH (L. H.). — Initiation of an in-situ combustion project in a thin oil column underlain by water. *J. Petroleum Technol.*, vol. 34, p. 495-503 (1982).
- [6.58] STINSON (D. L.), CARPENTIER (H. C.) et CROGILSKI (J. M., Jr.). — Power recovery from in-situ combustion exhaust gases. *J. Petroleum Technol.*, vol. 28, p. 645-650 (1976).
- [6.59] KAYE (S. E.), TING (V. C.) et FAIR (J. C.). — Development of a system to utilize flue gas from enhanced oil recovery combustion projects. *J. Petroleum Technol.*, vol. 34, p. 181-188 (1982).
- [6.60] PETCOVICI (V.). — Considérations sur les possibilités de contrôle du front de combustion dans un processus de combustion in situ sur champ. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, vol. 25, p. 1355-1374 (1970).
- [6.61] GADELLE (C. P.), BURGER (J. G.), BARDON (C. P.), MACHEDON (V.), CARCANA (A.) et PETCOVICI (V.). — Heavy oil recovery by in-situ combustion. Two field cases in Rumania. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 271, *J. Petroleum Technol.*, p. 2057-2066 (1981).
- [6.62] WALSH (J. W., Jr.), RAMEY (H. J., Jr.) et BRIGHAM (W. E.). — Thermal injection well falloff testing. *Annu. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 10227* (oct. 1981).
- [6.63] WOLCOTT (E. R.). — Method of increasing the yield of oil wells. *U.S. Patent n° 1 457 479* (5 juin 1923).
- [6.64] Annual production report. Steam dominated enhanced oil recovery. *Oil and Gas J.*, vol. 80, n° 14, p. 139-159 (5 avt. 1982).
- [6.65] DAFER (R.). — Winning more oil. *Financial Times Business Information, Londres* (1981).
- [6.66] CHU (C.). — State-of-the-art review of fire-flooded field projects. *J. Petroleum Technol.*, vol. 34, p. 19-36 (1982).
- [6.67] COLEMAN (D. M.) et WALKER (E. L.). — Batrum fireflood encourages Mobil. *Canad. Petroleum*, vol. 8, n° 12, p. 19-24 (déc. 1967).
- [6.68] CATO (H. W.) et FRNKA (W. A.). — Results of an in-situ combustion pilot project. *Producers monthly*, vol. 32, n° 4, p. 20-23 (juin 1968).
- [6.69] BREAKLEY (W. B.). — Getty's Bellevue field still going and growing. *Petroleum Engr.*, vol. 50, n° 12, p. 54-68 (nov. 1978).
- [6.70] LONG (R. E.) et NUAR (M. F.). — A study of Getty Oil Co's successful in situ combustion project in the Bellevue field. *SPE/DOE Symp. on Enhanced Oil Recovery, SPE/DOE Paper n° 10708* (avt. 1982).
- [6.71] JOSEPH (C.) et PUSCH (W. H.). — A field comparison of wet and dry combustion. *J. Petroleum Technol.*, vol. 32, p. 1523-1528 (1980).
- [6.72] JOSEPH (C.) et PUSCH (W. H.). — Engineering and economics of the Bellevue in-situ combustion project. *Second internation. Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands, Mc Graw Hill, New York*, p. 844-850 (1984).
- [6.73] KOCH (R. L.). — Practical use of combustion drive at West Newport field. *Petroleum Engr.*, vol. 37, n° 1, p. 72-81 (janv. 1965).
- [6.74] GATES (C. F.) et RAMEY (H. J., Jr.). — Field results of South Belridge thermal recovery experiment. *Trans. Soc. Petroleum Engrs AIME*, vol. 213, p. 236-244 (1958) [Repris dans 20, p. 113].
- [6.75] GATES (C. F.), JUNG (K. D.) et SURFACE (R. A.). — In-situ combustion in the Tulare formation, South Belridge field, Kern County. *J. Petroleum Technol.*, vol. 30, p. 798-806 (1978).
- [6.76] HENTON (J. P.), HIFFMAN (G. A.), EL-MESSIDI (A. S.) et RILEY (K. M.).

- Pressure maintenance by in-situ combustion, West Heidelberg unit, Jasper County, Mississippi. *J. Petroleum Technol.*, vol. 35, p. 1877-1883 (1983).
- [6.77] GATES (C. F.) et SKLAR (I.). — Combustion as a primary recovery process, Midway Sunset field. *J. Petroleum Technol.*, vol. 23, p. 981-986 (1971) [Repris dans [21], p. 178].
- [6.78] HERWITT (C. H.) et MORGAN (J. T.). — The Fry in-situ combustion test — Reservoir characteristics. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 337-342 (1965); CLARK (G. A.), JONES (R. G.), KINNEY (W. L.), SCHILSON (R. E.), SURKALO (H.) et WILSON (R. S.). — The Fry in-situ combustion test — Field operations. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 343-347 (1965).
- [6.79] EARLOUGHER (R. C.), GALLOWAY (J. R.) et PARSONS (R. W.). — Performance of the Fry in-situ combustion project. *J. Petroleum Technol.*, vol. 22, p. 551-557 (1970) [Repris dans [21], p. 171].
- [6.80] HOWELL (J. C.) et PETERSON (M. E.). — The Fry in-situ combustion project performance and economic status. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 8381* (sept. 1979).
- [6.81] CADY (G. V.), HOFFMAN (S. J.) et SCARBOROUGH (R. M.). — Silverdale combination thermal drive. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 8904* (avr. 1980).
- [6.82] FAIRFIELD (W.H.) et WHITE (P.D.). — Lloydminster fireflood performance, modifications promise good recoveries. *Oil and Gas J.*, vol. 80, n° 6, p. 101-112 (8 fév. 1982).
- [6.83] TERWILLIGER (P. L.), CLAY (R. R.) et WILSON (L. A., Jr.). — Fireflood of the P-3 sand reservoir in the Miga field of Eastern Venezuela. *J. Petroleum Technol.*, vol. 27, p. 9-14 (1975).
- [6.84] BUCHWALD (R. W., Jr.), HARDY (W. C.) et NEHART (G. S.). — Case histories of three in-situ combustion projects. *J. Petroleum Technol.*, vol. 25, p. 784-792 (1973).
- [6.85] BARBER (R. M.). — Trix Liz fireflood looks good. *Oil and Gas J.*, vol. 71, n° 1, p. 36-40 (1<sup>er</sup> janv. 1973).
- [6.86] HARDY (W. C.), FLETCHER (P. B.), SHEPARD (J. C.), DITTMAN (E. W.) et ZADOW (D. W.). — In-situ combustion in a thin reservoir containing high-gravity oil. *J. Petroleum Technol.*, vol. 24, p. 199-208 (1972).
- [6.87] BUXTON (T. S.) et POLLOCK (C. B.). — The Sloes COFCAW project — Further evaluation of performance during and after air injection. *J. Petroleum Technol.*, vol. 26, p. 1439-1448 (1974).
- [6.88] PARRISH (D. D.), POLLOCK (C. B.), NESS (N. L.) et CRAIG (F. F., Jr.). — A tertiary COFCAW pilot test in the Sloes field, Nebraska. *J. Petroleum Technol.*, vol. 26, p. 667-673 (1974).
- [6.89] CRAIG (F. F., Jr.) et PARRISH (D. R.). — A multi-pilot evaluation of the COFCAW process. *J. Petroleum Technol.*, vol. 26, p. 659-666 (1974).
- [6.90] CARCOANA (A. N.), MACHEDON (V. C.), PANTAZI (I. G.), PETCOVICI (V. C.) et TURTA (A. T.). — In-situ combustion, An effective method to enhance oil recovery in Romania. *Eleventh World Petroleum Congr., Preprint SP 8*, Londres (août 1983).
- [6.91] WHITE (P. D.) et MOSS (J. T.). — High-temperature thermal techniques for stimulating oil recovery. *J. Petroleum Technol.*, vol. 17, p. 1007-1011 (1965).
- [6.92] TERWILLIGER (P. L.). — Fireflooding shallow tar sands — A case history. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 5568* (sept. 1975).
- [6.93] JENKINS (G. R.) et KIRKPATRICK (J. W.). — Twenty years operation of an in-situ combustion project. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 18, n° 1, p. 60-66 (janv.-mars 1979).
- [6.94] Review of oil sands and heavy oil projects. *Oilweek*, vol. 33, n° 7, p. 14-30 (22 mars 1982).
- [6.95] BARTEL (L. C.) et WAYLAND (J. R.). — Results of using the CSAMT geophysical technique to map-oil recovery processes. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 10320* (oct. 1981); BARTEL (L. C.). — Modeling and analysis of the CSAMT geophysical technique results to map oil recovery processes. *Ann. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 11192* (sept. 1982).
- [6.96] PUSCH (G.). — Tertiärbölgewinnungsverfahren. *Erdöl und Kohle*, vol. 30, p. 13-25 (1977).
- [6.97] MOSS (J. T.) et CADY (G. V.). — Laboratory investigation of the oxygen combustion process for heavy oil recovery. *Calif. region. Meeting of Soc. Petroleum Engrs, SPE Paper n° 10706* (mars 1982).
- [6.98] BARDON (C.), BERNAR (E.) et TOPKAYA (I.). — Laboratory studies for CO<sub>2</sub> injection in an immiscible application in a heavy oil reservoir in Turkey. *Second international. Conf., The Future of Heavy Crude and Tar Sands, Mc Graw Hill*, New York, p. 853-868 (1984).
- [6.99] HVIIDOS (L. J.), HOWARD (J. W.) et ROBERTS (G. W.). — Enhanced oil recovery through oxygen-enriched in-situ combustion : test results from the Forest Hill Field in Texas. *J. Petroleum Technol.*, vol. 35, p. 1061-1070 (1983).
- [6.100] ARCO compares air and oxygen for in-situ combustion in Holt sand. *Drill Bit*, vol. 32, n° 3, p. 84-85 (mars 1982).
- [6.101] WILSON (L. A.), REED (D. L.), REED (D. W.), CLAY (R. R.) et HARRISON (N. H.). — Some effects of pressure on forward and reverse combustion. *Soc. Petroleum Engrs J.*, vol. 3, p. 127-137 (1963) [Repris dans [20], p. 96].

## ГЛАВА 7. ТЕРМИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ МЕТОДЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Термические методы применяют, как правило, при добыче средней и тяжелой нефти, а также при разработке месторождений битуминозных песков.

Деление на легкую, среднюю, тяжелую, очень тяжелую нефть и битум имеет условный характер, но после многочисленных обсуждений все же удалось провести четкие границы (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Классификация нефти

Нефть	Плотность		Вязкость в пластовых условиях, сПз
	$d_{15}^{\circ\text{C}}$	$d_{\text{API}}$	
Легкая	<0,87	>31,1	—
Средняя	0,87–0,92	31,1–22,3	—
Тяжелая	>0,92	<22,3	10 000
Битум	—	—	10 000
Очень тяжелая	>1	<10	—

Критериями в данном случае являются или плотность пластовой нефти, или ее вязкость (с учетом растворенного газа). В табл. 7.1 отсутствуют критерии, которые не могут реализоваться одновременно (например, минимальная вязкость совместно с минимальной плотностью для случая тяжелой нефти). Для деления на тяжелую нефть и битум принято некоторое граничное значение вязкости нефти в условиях залегания, что позволило четко определить понятие „отсутствие жидкого состояния пластовой нефти”, которую в этом случае обычно называют битумом.

Если же рассматривать вопрос с точки зрения обработки добытой нефти, то для определения степени сложности такой обработки необходимо использовать свойства нефти в стандартных условиях. Именно поэтому иногда вводится понятие „очень тяжелая” для нефти, плотность которой при стандартных условиях превышает плотность воды ( $d_{15}^{\circ\text{C}} > 1 \text{ г/см}^3$  или  $d_{\text{API}} < 10^{\circ}$ ). Такая плотность действительно требует решения специфических задач нефтеобработки (разделения водонефтяной смеси, подготовки нефти из-за повышенного содержания смол, асфальтенов, серы и соединений металлов, транспортировки). При разработке месторождений подобная нефть может быть отнесена или к классу тяжелой нефти, или к битумам в зависимости от ее вязкости в условиях залегания (см. табл. 7.1).

## 7.1. СРАВНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКИХ И ДРУГИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В табл. 7.2 сравниваются области использования основных методов повышения нефтеотдачи пластов. Для наглядности приведено лишь ограниченное число параметров и даны некоторые пояснения. Предельные параметры служат только для оценки возможности использования методов на месторождениях. В таблице не учтены число скважин, их стоимость, нагнетательные и эксплуатационные затраты. Предельные значения каждого из приведенных параметров могут претерпевать изменения при совершенствовании методов. Таблица является лишь ориентировочной, поскольку для каждого конкретного месторождения анализ возможности использования какого-либо метода, основанный на лабораторных исследованиях и данных промысловых испытаний, может привести к положительному результату, несмотря на то, что некоторые из указанных параметров при этом не соблюдаются. И наоборот, даже при учете всех критериев какой-либо метод может не подходить к условиям конкретного месторождения.

Можно утверждать, что термические методы являются наилучшими при разработке месторождений нефти, вязкость которой в пластовых условиях превышает 1000 сПз при не слишком большой глубине залегания нефтеносного пласта (глубина залегания менее 1500 м). Они представляют интерес и для добычи менее вязкой нефти, так как поступающая в пласт тепловая энергия распространяется за пределы области, непосредственно обрабатываемой теплоносителем, что способствует повышению подвижности нефти даже в относительно неоднородных пластах. Если вязкость нефти в пластовых условиях составляет 10–1000 сПз, для увеличения добычи можно прибегнуть к нагнетанию в пласт частично растворимого  $\text{CO}_2$  при условии существования неподалеку от месторождения источника дешевого углекислого газа достаточной мощности, а также при наличии требуемого уровня пластового давления.

Если на месторождении возможно применение как термических, так и химических методов, первые из них предпочтительнее вследствие большей их изученности и, следовательно, меньшей степени связанного с их использованием риска. Действительно, лабораторные исследования и промысловые работы в промышленном масштабе как по нагнетанию в пласт теплоносителей, так и по внутривластовому горению проводятся в течение многих лет. Эти работы определили методологический подход, позволяющий снизить степень риска при применении термических методов.

Таблица 7.2

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Пластовый коллектор				Горная порода			
	Порода	Глубина, м	Давление, бар	Температура, °С	Толщина $h$ , м	Проницаемость $k$ , мД	Пористость $\Phi$ , %	Исходная нефтенасыщенность $S_{hr}$ , %
Внутрипластовое горение	Песчаник; термостойкие карбонатные породы	>100	Более экономически обусловленного уровня	Не имеет значения	От 2 до 30	>100 при большой вязкости; >25 при низкой вязкости	>18	>30
Паротепловые обработки скважин	Песок или песчаник с низким содержанием глины	<1500	-	Не имеет значения	>5			
Вытеснение паром	Карбонатные породы	<1000	-		10÷100			
Вытеснение горячей водой	Песок. Песчаник. Карбонатные породы	<1500	-		10÷100	>100	>18	>50
Смешивающиеся вытеснение								
Угледородный растворитель								
Низкокалорийный газ	Гомогенные песок, песчаник, карбонатные породы	-	>300		<10		>10	>50
Высококалорийный газ $CO_2$		От 1500 до 2500 <3000	От 200 до 300 >70			>10	>18 >18	>30

$\Phi S_{H_2}$ , объ- ем/объем	Нефть			Примечания	
	Плотность при стан- дартных условиях, г/см <sup>3</sup>	Вязкость в условиях залегания мД сП	Характеристи- ки	Благоприятные свойства	Неблагоприятные свойства
>0,07	От 0,82 до 0,99	От 2 до 1000	Достаточное содержание тяжелых фрак- ций. Хорошая окисляемость	Малая проница- емость вдоль вер- тикали, низкое содержание серы, $\frac{kh}{\mu} > 5 \frac{\text{мД}\cdot\text{м}}{\text{сП}}$	Газовая шапка. Существен- ные преимущественные направления дренирования. Высокое содержание на- бухающих глин (нагнетание пароводяной смеси). Покрывающие породы слишком малой толщины
>0,1	От 0,82 до 1,00	> 100  От 1 до 10000  От 50 до 10000	Не имеет зна- чения	$\frac{kh}{\mu} > 30 \frac{\text{мД}\cdot\text{м}}{\text{сП}}$	Газовая шапка. Существенные преимущест- венные направления дрени- рования
	От 0,78 до 0,85	< 1	Повышенное содержание легких фрак- ций	Первая стадия разработки	Существенные преимущест- венные направления дренирования
	< 0,90	< 4	С повышенным содержанием средних фракций	Сильное падение пласта  Слабая насы- щенность природ- ным CO <sub>2</sub>	Существенная газовая шапка

Продолжение табл. 7.2

Методы повышения нефтеотдачи	Пластовый коллектор				Горячая порода			
	Порода	Глубина, м	Давление, бар	Температура, °С	Толщина, м	Проницаемость, к, мД	Пористость $\Phi$ , %	Исходная нефтенасыщенность $S_{hr}$ , %
Вытеснение частично растворимым $CO_2$ (тяжелая нефть)	Песчаники и карбонатные породы	-	>60		<15	>50	Не имеет значения	>50
Полимерное заводнение	Песок. Песчаник. Карбонатные породы		Давление нагнетания < давления, обусловленного геостатическими факторами	<70-90 в зависимости от солености <90	<20-30	>20	От 18 до 37	
Мицеллярно-полимерное заводнение	Песчаник			<90			>15	>25
Щелочное заводнение	Песчаник. Карбонатные породы			<100 Не имеет значения	20±30	>50 + 100 >20	Не имеет значения	>30

## 7.2. ИЗУЧЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ХИМИЧЕСКИХ ПРЕВРАЩЕНИЙ МИНЕРАЛЬНЫХ И ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ ПЛАСТА

### 7.2.1. Изучение данных о месторождении

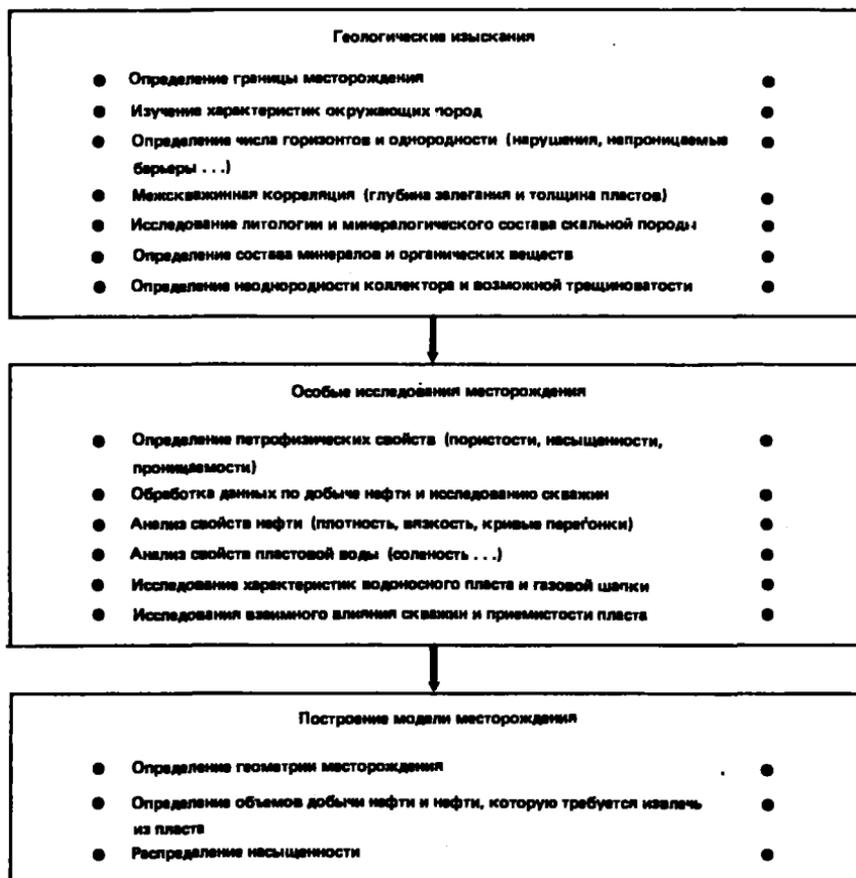
При использовании всех методов повышения нефтеотдачи пластов, в том числе и термических, требуется детальное изучение месторождения. Необходимо иметь его геологическое описание, знать его минералогию, петрофизику, нефтенасыщенность, а также геохимические условия залегания пород, жидкостей и газов при определенных давлениях и температуре.

Нефть				Примечания	
$\Phi S_{H_2}$ объ- ем/объем	Плотность при стан- дартных условиях, г/см <sup>3</sup>	Вяз- кость в усло- виях залега- ния $\mu$ , сП	Характеристи- ки	Благоприятные свойства	Неблагоприятные свойства
	<0,99	<1000	Слабое содер- жание раство- ренных газов		
	<0,90	От 1 до 200  <40	Влияние не изучено	Низкое содержа- ние глины	Значительно растрескавшиеся породы  Существенно неоднородные месторождения. Поровая вода со значительным содержанием двухвалентных ионов
	<0,94	<40	Индекс кислотности >0,5 мг/г	Повышенное со- держание поляр- ных веществ (кислоты, ас- фальтены)	Значительное содержание двухвалентных ионов. Значительное содержание глин или ангидрида. Существенная неоднород- ность

Методики исследований, измерений и обработки результатов, необходимых для построения модели месторождения, идентичны для всех способов добычи нефти и хорошо разработаны (табл. 7.3). Следует особо подчеркнуть важность изучения исходного распределения нефтенасыщенности. От этого зависит схема возможной расстановки новых скважин, а иногда программа нагнетания и добычи. Однако это распределение трудно поддается изучению, если метод повышения нефтеотдачи применяется после истощения месторождения и воздействия на него заводнением.

Таблица 7.3

Схема изучения данных по месторождению при проведении работ по повышению нефтеотдачи пластов



## 7.2.2. Взаимодействие пластовой системы и нагнетаемых агентов

Большое значение при использовании термических методов имеет состав внутрипластовых компонентов и нагнетаемых теплоносителей (минералогия породы, состав нефти и воды), так как изменение в пласте термодинамических условий может повлечь за собой геохимические изменения, а также изменения свойств минеральных и органических веществ.

Помимо процессов крекинга и горения, которые могут интенсифицироваться в присутствии катализаторов, входящих в состав коллектора и нефти (см. раздел 5.2.1), процессов испарения и конденсации воды и легких углеводородов (см. раздел 3.3.2), а также набухания некоторых глин в присутствии воды малой солености (см. раздел 4.4.3), возможны изменения состава в одной и той же фазе, а также реакции между некоторыми компонентами различных фаз. Эти реакции способны привести к изменению состава извлекаемых на поверхность газа, нефти, воды, а также к загрязнению окружающей среды в результате образования токсичных соединений, попадающих в атмосферу и воду, используемую для бытовых нужд. Эти реакции могут также вызывать закупоривание пористой среды и приводить к созданию различных по свойствам пропластков вследствие необратимых изменений в минералогическом составе коллектора.

Кроме того, известно, что при повышении определенного температурного уровня в атмосфере инертных газов некоторые минералы, в том числе пирит и такие карбонатные породы, как сидерит и магнезит, а также доломит, подвержены разложению. Это необходимо учитывать при рассмотрении процессов, протекающих в коллекторе. Следует сопоставить также результаты, полученные в замкнутой системе (бомбе) и открытой (например, в трубке). В первом случае степень разложения снижается при росте давления, во втором происходит постоянное смещение состояния равновесия, приводящее к увеличению степени разложения. При обработке пласта газом, содержащим водяной пар, разложение протекает при более низкой температуре, чем в атмосфере инертных газов. Так, полное разложение сидерита с выделением  $\text{CO}_2$  происходит при  $200^\circ\text{C}$ , а пирита (с получением  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{FeO}$  и даже  $\text{H}_2$ ) — при  $275^\circ\text{C}$ . Необходимые изменения начинаются при  $475^\circ\text{C}$ , а в случае каолинита — при  $625^\circ\text{C}$  [7.3], [7.4].

Растворимость — осаждение в воде кремнезема и алюмосиликатов (глин) зависит от температуры, pH, растворенных в воде солей, а также от влияния минеральных компонентов коллектора и присутствия некоторых фракций нефти. Последние могут влиять на ход процесса вследствие содержания в водной среде органических комплексных соединений [7.5].

Наблюдалось также появление монтмориллонита после обработки пласта паром, хотя до начала нагнетания пара в состав коллектора входили только глины других типов. При термических методах добычи нефти выпадение в осадок кремнезема и алюмосиликатов приводит к снижению проницаемости пласта вплоть до его закупорки.

Повышение температуры нефти влечет изменение как ее состава, так и состава выделяющегося газа. Как уже отмечалось, при внутрипластовом горении кокс, являющийся топливом, образуется при пиролизе тяжелых фракций нефти. Однако одновременно с коксом получают легколетучие соединения, которые могут перейти в газообразную фазу. Часто в состав нефти, особенно тяжелой, входят серосодержащие соединения, в том числе сероводород, который также может растворяться

в пластовой воде. Массовое содержание серы в некоторых видах нефти составляет до 6 %. При повышении температуры карбоксильные соединения распадаются с выделением  $\text{CO}_2$ , а серусодержащие органические вещества — с выделением  $\text{H}_2\text{S}$ . Реакции с участием соединений серы в отсутствие воды протекают при температуре выше  $300^\circ\text{C}$ , т.е. на более высоком температурном уровне, чем достигаемом при вытеснении нефти паром. В ходе обработки пласта водяным паром наблюдалось увеличение содержания в выделяющихся газах таких соединений, как  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{H}_2$ , хотя средняя температура в пласте не превышала  $200^\circ\text{C}$  [7.6].

Исследования в лабораторных условиях показали, что тяжелая серусодержащая нефть вступает в реакцию с насыщенным водяным паром при температуре ниже  $190^\circ\text{C}$  [7.4], [7.6]. Скорость течения таких реакций невелика, однако значение их весьма существенно, поэтому для установления равновесия в замкнутой системе требуется длительное время. При этом наблюдается присутствие  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2$ , а также некоторое избыточное по сравнению с ожидаемым количество  $\text{CO}_2$ , что может быть объяснено лишь взаимодействием серусодержащих органических соединений с водой.

Если коллектор содержит достаточное количество карбоната кальция, в газообразных продуктах реакции может отсутствовать сероводород. Таким же образом, в зависимости от того, содержит ли матрица кремний или карбонат, в лабораторных условиях отмечалось присутствие или отсутствие  $\text{H}_2\text{S}$  в газообразных продуктах реакции сжигания серусодержащей нефти. Сероводород реагирует с углекислым кальцием с получением сернистого кальция и угольной кислоты.

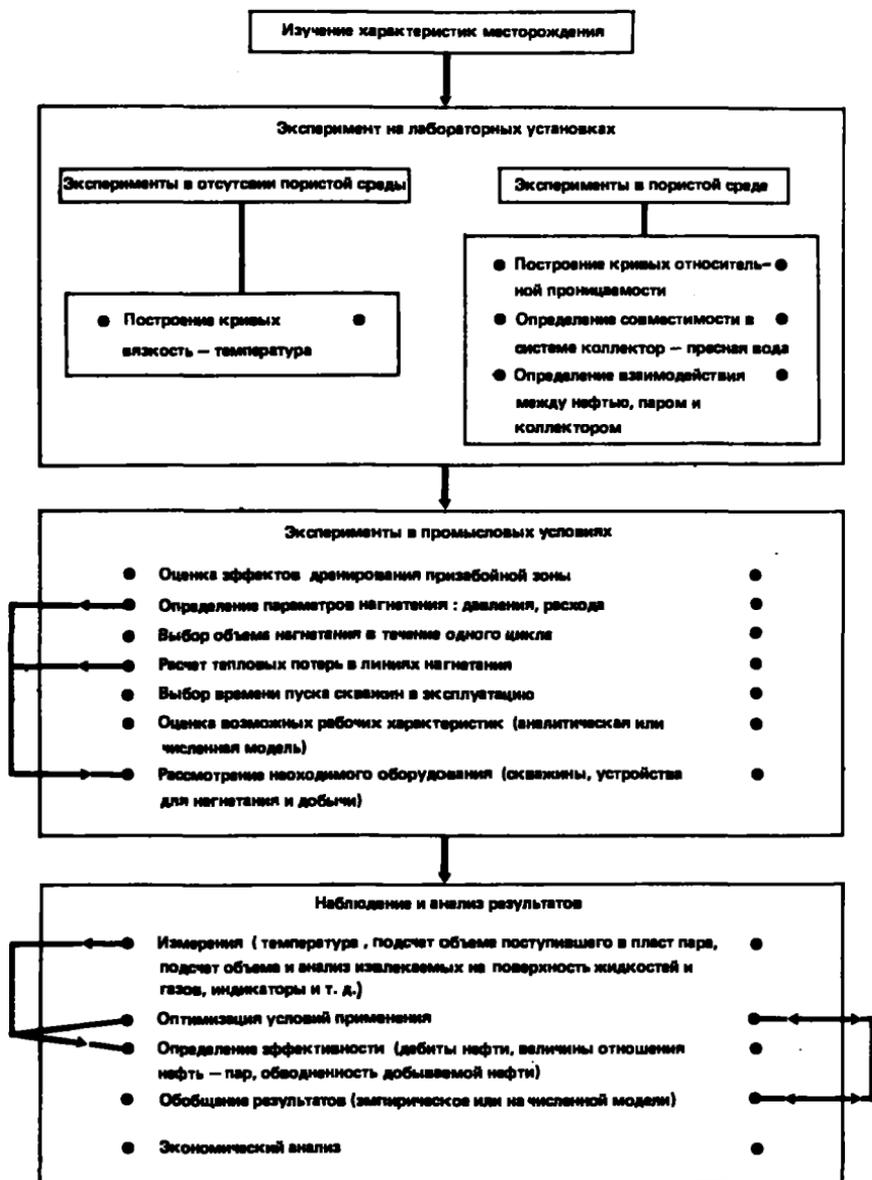
### 7.3. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Когда принято решение о разработке какого-либо нефтяного месторождения с помощью одного из термических методов, в первую очередь проводятся эксперименты на лабораторных стендах для проверки возможностей данной технологии на интересующем месторождении и определения основных рабочих параметров. Если полученные результаты удовлетворительны, они используются для определения характеристик более крупномасштабных экспериментов уже в промышленных условиях. Обычно такие работы начинаются со стадии пилотного эксперимента с небольшим числом скважин. На этом этапе окончательно решается вопрос о применимости процесса, выбранного по результатам лабораторных исследований, затем накапливаются технологические и экономические данные об истинных характеристиках месторождения. На основе сведений, полученных при пилотном эксперименте, принимается решение о масштабах промышленной разработки.

Если участок, разрабатываемый на стадии экспериментальных исследований, четко ограничен, например, системой непроницаемых сбросов, результаты общей отдачи нефти и добычи при пилотном эксперименте экстраполируются для промышленной разработки. И наоборот, если

Таблица 7.4

Схема исследований, предшествующих разработке нефтеносного пласта методом паротепловой обработки скважин<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Эта схема верна для изучения процесса нагнетания воздуха, обогащенного кислородом, если рассматривать концентрацию O<sub>2</sub> как дополнительный параметр.

Таблица 7.5

Схема исследований, предшествующих разработке нефтяного пласта методом вытеснения нефти паром

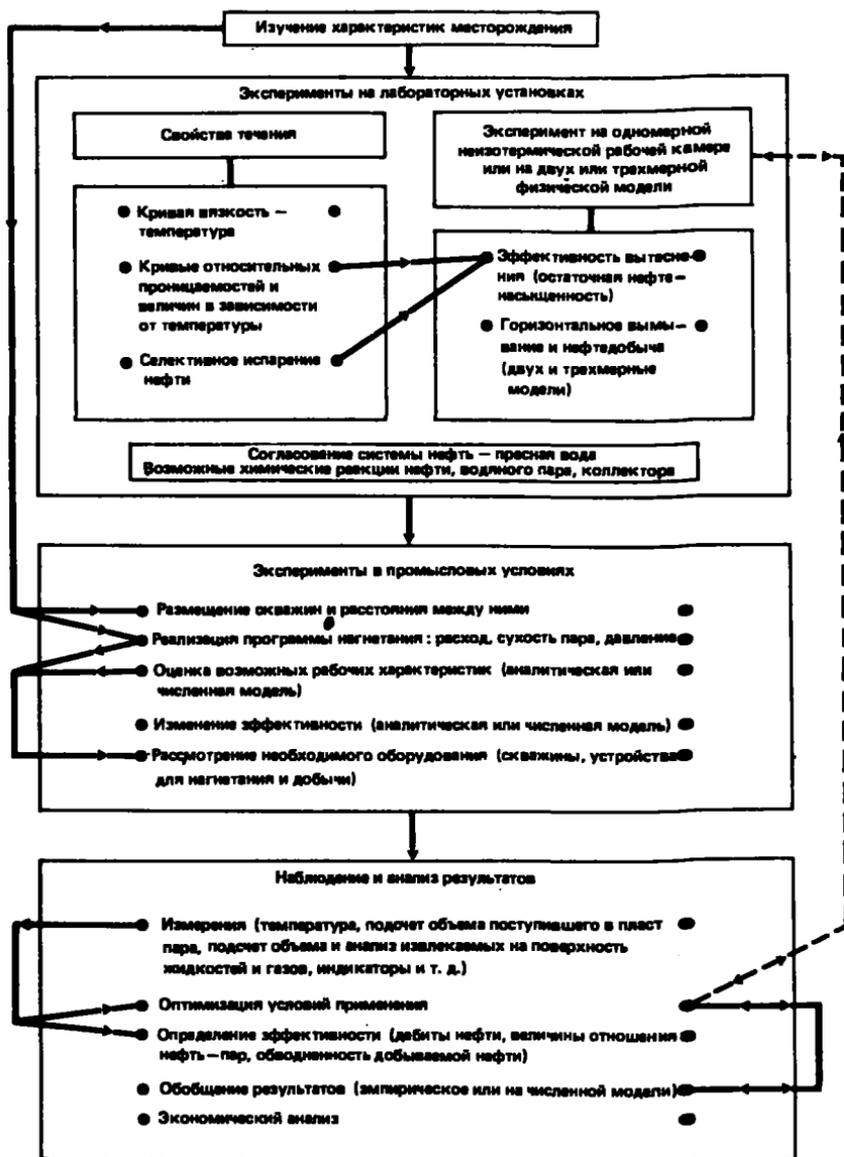
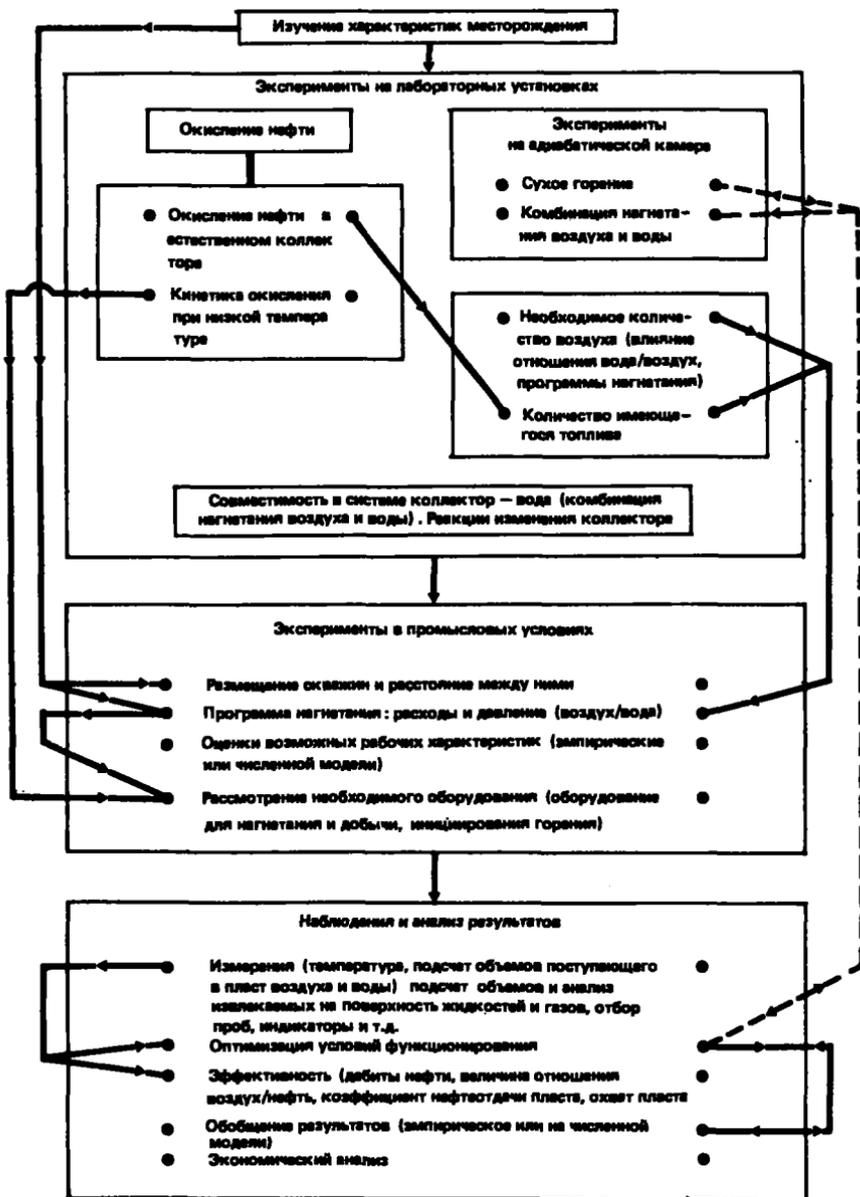


Таблица 7.6

Схема исследований, предшествующих разработке нефтяного пласта методом внутривластового горения



экспериментальный участок не имеет четко определенных границ, полученные на нем результаты следует использовать с осторожностью при оценке возможного коэффициента нефтеотдачи пласта, ожидаемого при расширении области разработки до промышленного уровня.

Основные направления подготовки к экспериментам в промысловых условиях по паротепловой обработке скважин, вытеснению паром и внутрипластовому горению даны в табл. 7.4 — 7.6.

Эксперименты на лабораторных стендах должны проводиться в условиях, близких к реальным. Особенно необходимо поддерживать внутрипластовое давление, температуру и работать с породами, обладающими идентичным минералогическим составом и петрофизическими характеристиками. Вследствие сложности экспериментов на двух- и трехмерных физических моделях, когда стремятся смоделировать в определенном масштабе все явления, происходящие на реальном месторождении, в лабораторных экспериментах обычно ограничиваются нахождением основных параметров процесса. Так, в экспериментах по горению определяют количество топлива и необходимое количество воздуха для процесса; при изучении процесса вытеснения нефти паром на одномерной модели находят остаточную нефтенасыщенность.

Программа работ по добыче нефти с помощью какого-либо термического метода разрабатывается на основе данных о характеристиках месторождения и результатов экспериментов в лабораторных условиях с помощью эмпирических исследований или при использовании аналитических моделей или моделей, учитывающих распределение в пласте вытесняющих и вытесняемых жидкостей и газов.

## 7.4. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ НАГНЕТАНИЯ ПАРА И ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

### 7.4.1. Энергетический баланс

В разделах 4.4 и 6.4 рассмотрен вопрос об эффективности нагнетания пара и внутрипластового горения при учете энергозатрат в наземном оборудовании.

При обычных соотношениях воздух—нефть для внутрипластового горения (от 500 до 3500  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ ) и нефть—пар для вытеснения нефти паром (от 0,15 до 40  $\text{м}^3/\text{т}$ ) эффективность внутрипластового горения явно превосходит эффективность непрерывного вытеснения нефти водяным паром. Это является прямым следствием того, что при внутрипластовом горении тепловая энергия выделяется в непосредственной близости от зоны, из которой требуется вытеснить нефть, что приводит к уменьшению тепловых потерь в окружающие области. Кроме того (см. гл. 4), теплообмен ограничивает распространение метода вытеснения нефти паром (к ним относятся требования близости расположения скважин, достаточной толщины пласта и незначительности глубины его залегания).

В то же время при нагнетании пара не вся нефть вытесняется из обрабатываемой зоны и остаточная нефтенасыщенность в ней обычно составляет от 5 до 15 % (см. гл. 4). Это небольшое количество нефти (более тяжелой, чем первичная, вследствие частичного испарения легких фракций) затем уже невозможно извлечь (во всяком случае это экономически не оправдано). При внутрипластовом горении в процессе распространения фронта происходит полное сгорание кокса, обычно образующегося из тяжелых нефтяных фракций. Соотношение между количеством сгоревшего топлива и объемом нефтедобычи легко находится при известном отношении воздух—нефть (см. разд. 6.4). Количество кокса в пласте обычно составляет от 15 до 40 кг/м<sup>3</sup> (см. гл. 5), что соответствует при плотности горючего 1000 кг/м<sup>3</sup> эквивалентной насыщенности от 5 до 13 % при пористости 30 % и от 7,5 до 20 % при пористости 20 %. Другими словами, количество нефти, которое трудно извлечь из пласта после обработки его водным паром, и количество нефти, сгорающей при внутрипластовом горении, близки по величинам.

Исходя из сказанного, можно утверждать, что общий энергетический баланс указывает на предпочтительность использования метода внутрипластового горения. Однако развитие новых технологий производства пара и, в частности, создание оборудования, работающего на дешевых видах топлива, дает новый импульс дальнейшему развитию метода нагнетания в пласт водяного пара.

#### 7.4.2. Проблемы реализации

Метод нагнетания в пласт пара более гибок, чем внутрипластовое горение. Например, возможность осуществления вначале циклического нагнетания пара позволяет быстро получать информацию о реакции пластовой системы на его поступление и изменять объем нагнетания. Циклическое нагнетание может быть использовано в одной из областей пласта перед переходом к непрерывной закачке для некоторого истощения залежей. Кроме того, циклическое нагнетание позволяет создать связи между скважинами в битуминозных отложениях (см. разделы 4.5.2 и 6.5.4), а также повысить продуктивность добывающих скважин в зоне, обрабатываемой горением. Внутрипластовое горение, используемое для обработки скважин, сложно в реализации и применяется для добычи нефти лишь на экспериментальном уровне и весьма редко (см. раздел 6.5.1).

Технология нагнетания пара при эксплуатации месторождений в промышленных масштабах хорошо разработана. Однако существуют еще вопросы, требующие дальнейшего изучения. К ним относится, в частности, проблема измерений расхода пара и его сухости в каждой из нагнетательных скважин, если их много на разрабатываемом месторождении (см. раздел 4.3.3). Кроме того, необходимо разработать технику обеспечения изоляции насосно-компрессорных труб нагнетательных скважин и надежности высокотемпературных пакетов.

Бесспорно, реализация внутрипластового горения значительно сложнее, чем вытеснения нефти паром. В частности, вследствие протекания химических реакций со свободным кислородом возникает необходимость принять соответствующие меры для исключения возможности возникновения неконтролируемых реакций в наземном оборудовании (см. раздел 6.3.3), в нагнетательных скважинах, особенно во время воспламенения (см. раздел 6.3.1), а также в добывающих, если содержание кислорода в исходящих газах возрастает вследствие прорыва фронта горения. Так, в ряде случаев не были приняты меры безопасности (предварительное изучение вопроса, за которым должны следовать определенные работы, в том числе промывка нагнетательных линий, измерение температуры, подсчет объема газообразных веществ, извлекаемых на поверхность земли и анализ их состава), и это явилось причиной срыва экспериментальных работ на пилотных объектах. Именно этим объясняется некоторая неуверенность, отмечавшаяся у многих специалистов, перед реальным и воображаемым риском, связанным с внутрипластовым горением. Поэтому данная технология, начало освоения которой совпадает с началом распространения метода нагнетания в пласт водяного пара, до сегодняшнего дня применяется лишь в ограниченных масштабах. Однако все работы по внутрипластовому горению, проводимые в промышленных масштабах (см. раздел 6.4), указывают на интерес к данной технологии, в частности, для разработки пластов малой толщины. Она также предпочтительнее обработки паром при значительной глубине залегания пласта.

## **7.5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕНОСНЫЙ ПЛАСТ**

Анализ затрат на реализацию методов повышения нефтеотдачи пластов необходим для оценок возможного вклада данных технологий в общий объем мировой добычи нефти. Однако резкие колебания экономических условий на нефтяном рынке, существенная разница в ценах и налоговых системах в различных регионах вынуждает ограничиться определением тенденций в индексах цен без учета налоговых систем, взяв за опорные уровни результаты экономических работ, выполненных в 1980 и 1983 г. Эти индексы являются представительными для описания состояния технологии в том году, когда они были получены. Здесь невозможно дать никаких экстраполяционных формул, так как, в частности, прогресс в методах повышения нефтедобычи должен привести к снижению части энергозатрат в общей стоимости работ.

### **7.5.1. Сравнение затрат на реализацию различных методов повышения нефтеотдачи**

Возможностям и рентабельности применения в США различных методов повышения нефтеотдачи пластов посвящено много работ [7.7],

Таблица 7.7

Затраты на техническое обеспечение (без учета налогов) методов повышения нефтеотдачи пластов [7.9]

Метод	Относительные затраты на техническое обеспечение процесса, усл. ед.	Дополнительный объем добычи нефти (в % от остаточной нефти)
Непрерывное нагнетание пара <sup>1</sup>	50–85	25–45
Внутрипластовое горение	70–125	28–39
Смешивающаяся вытеснение CO <sub>2</sub>	80–135	15–19
Нагнетание полимеров:		
вторичная добыча	55–80	4
третичная добыча	110–170	4
Нагнетание полимеров вслед за поверхностно-активными веществами	100–150	30–43

<sup>1</sup> При использовании части добытой сырой нефти в качестве топлива для парогенераторов.

[7.8], [7.9]. В [7.9] проведена экономическая оценка конкретных месторождений, параметры которых позволяют использовать при их разработке определенную классификацию: калифорнийские месторождения тяжелой нефти могут разрабатываться методом нагнетания в пласт водяного пара; наиболее эффективным методом добычи тяжелой нефти ряда месторождений является внутрипластовое горение; в карбонатные коллекторы пластов, расположенных на востоке Техаса, рекомендуется нагнетать углекислый газ; песчаные коллекторы бассейна Иллинойс наиболее пригодны для нагнетания в них в начале разработки мицеллярных растворов, а затем – растворов полимеров, а песчаные коллекторы центральных штатов – для нагнетания полимерных растворов. Технологические характеристики процессов определяются на основе различных данных, которые весьма условны. Действительно, все они опираются на результаты, полученные на аналитической модели для нагнетания пара; корреляционные зависимости 14 работ, проведенных в промысловых условиях по внутрипластовому горению; результаты промысловых испытаний и лабораторных экспериментов при нагнетании CO<sub>2</sub> и методов химической обработки пласта. Затраты на техническое обеспечение включают в основном стоимость бурения и обустройства скважины, установки оборудования для нагнетания и добычи нефти, затраты на ликвидацию аварий на скважинах, эксплуатационные затраты и затраты, характерные для используемой технологии воздействия на пласт (специфические капиталовложения и эксплуатационные затраты). К затратам, специфическим для выбранного метода воздействия на пласт, относится стоимость таких наземных устройств, как парогенераторы, компрессоры и насосы, стоимость потребляемого ими топлива, используемых веществ (CO<sub>2</sub> или химических соединений для воздействия на пласт).

В табл. 7.7 в качестве иллюстрации собраны основные результаты исследований, описанных в работе [7.9]. В 1980 г. в США при уровне технологического развития этого периода наиболее низкие затраты на техническое обеспечение были характерны для непрерывного нагнетания пара, позволившего повысить объем дополнительно добытой нефти. Второе место занимает метод внутривластового горения, за которым следуют технологии, остающиеся до настоящего времени весьма дорогостоящими.

### 7.5.2. Затраты на техническое обеспечение термических методов

Французским институтом нефти была проведена работа по определению реальных затрат на техническое обеспечение термических методов добычи, за основу которой были взяты данные, характерные для стран Западной Европы в начале 1983 г. Для отдельных узлов оборудования, созданных вне этого региона, были приняты стоимости материалов, характерные для стран Западной Европы.

При экономическом анализе сделано допущение, что объем добычи нефти при естественном режиме разработки пласта пренебрежимо мал и что все капитальные вложения на сооружение скважин, наземного и глубинного оборудования должны быть включены в затраты на реализацию термической обработки пласта.

Предполагается, что месторождение теоретически разбито на элементы при расположении скважин в шахматном порядке с расстояниями между скважинами одного ряда 150 м. Число разрабатываемых одновременно элементов таково, чтобы общий объем добычи составлял примерно 300 000 м<sup>3</sup>/год. Плотность нефти равна 950 кг/м<sup>3</sup>. Длительность разработки одного элемента 5 лет. Разработка всего участка ведется в три этапа с тем, чтобы общий срок разработки составил 15 лет, что соответствует сроку службы оборудования.

Нагнетание пара. Для экономического анализа эффективности нагнетания в пласт водяного пара принимаются следующие допущения [7.10]:

каждая из ячеек, на которые теоретически разбивается вся разрабатываемая зона, представляет собой пятиточечный элемент с центральной нагнетательной скважиной, длина стороны которого равна 150 м, т.е. одна нагнетательная скважина приходится на одну добывающую;

геотермальный градиент составляет 0,03 °С/м при температуре поверхности земли, равной 20 °С; давление в зоне, занятой паром, — 0,8 гидростатического давления;

расход нагнетаемого пара на одну теоретическую ячейку постоянен; для каждой толщины пласта уровень расхода теплоносителя находится исходя из требования, чтобы площадь, обработанная к концу пятилетнего срока эксплуатации, составляла 62 % площади участка. Площадь зоны повышенной температуры рассчитывается по модели Маркса—Лангехейма с учетом тепловых потерь в системе между парогенератором и пластом (20 % энтальпии пара), а также потери части энтальпии с извле-

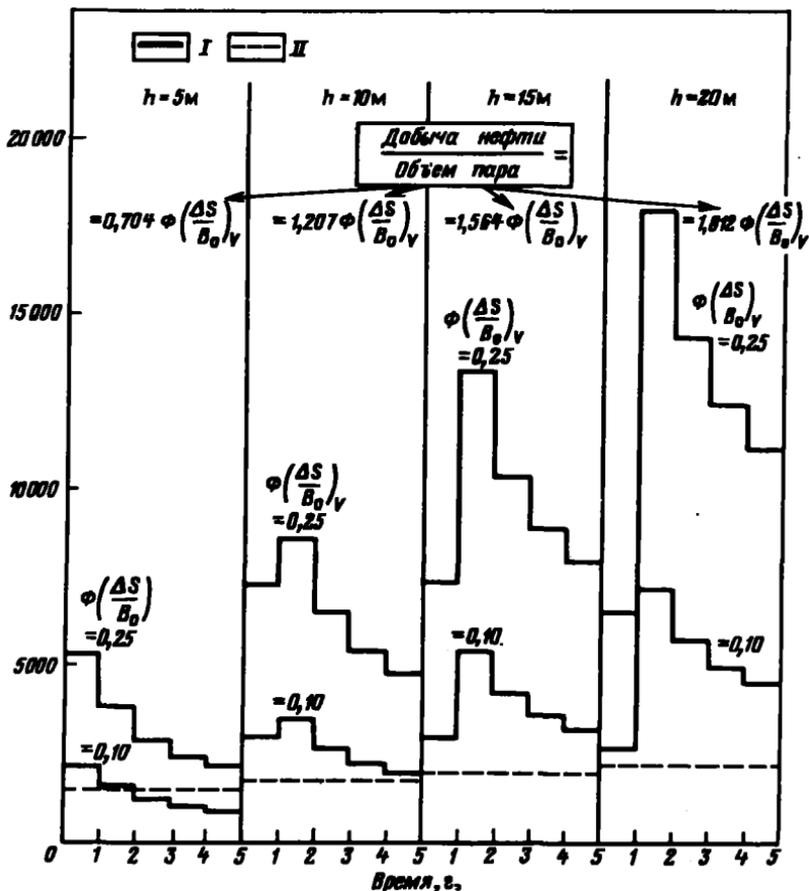


Рис. 7.1. Объемы добычи нефти и потребления нефти в парогенераторах, рассматриваемые при экономических исследованиях разработки нефтяного пласта, залегающего на глубине 200 м, методом непрерывного нагнетания пара. Площадь теоретической ячейки разрабатываемого участка составляет 22 500 м<sup>2</sup>. Содержание нефти, подпадающей смещению, в зоне, занятой паром,  $\Phi(\Delta S/B_0)_v$ , в два раза превышает ее содержание в зоне, заполненной горячей водой. Толщина зоны повышенной температуры равна мощности пласта  $h$  (полезная мощность равна общей мощности):

$I$  — общий объем нефтедобычи на теоретическом участке разбегания (м<sup>3</sup>/год);  
 $II$  — объем потребления нефти в парогенераторах на один теоретический участок разбегания (м<sup>3</sup>/год)

каемыми на поверхность жидкостями и газами (15 % тепловой энергии, идущей на нагрев пласта) (см. раздел 4.2). Предполагается, что пар заполняет пласт от подошвы до кровли для всех рассматриваемых толщин (общая толщина пласта равна его эффективной толщине и лежит в пределах от 5 до 20 м);

объем нефтедобычи определяется по методике (см. раздел 4.2.1) с учетом того, что в зону повышенной температуры входит область, занятая влажным паром, на границе которой может образовываться зона, заполненная горячей водой. Необходимо учитывать время (рис. 7.1) между вытеснением и извлечением нефти, равное времени, требуемому для нагнетания объема пара, эквивалентного 0,045 объема пласта, приходящегося на рассматриваемую теоретическую ячейку;

часть добытой нефти используется в качестве топлива в парогенераторах. Исходя из данных о к.п.д. парогенераторов, считают, что при производстве 1 т пара потребуется  $7,9 \cdot 10^{-2}$  м<sup>3</sup> нефти (см. рис. 7.1).

На величину затрат существенно влияет количество нефти, которое вытесняется из пласта (рис. 7.2, а). С другой стороны (рис. 7.2, б), заметно резкое возрастание реальной стоимости при снижении величины отношения нефть—пар. Так как уровень чистой добычи нефти практически равен нулю при отношении нефть—пар, равном 0,079, затраты на техническое обеспечение процесса возрастают до бесконечности при стремлении показателя эффективности процесса к данному минимальному значению.

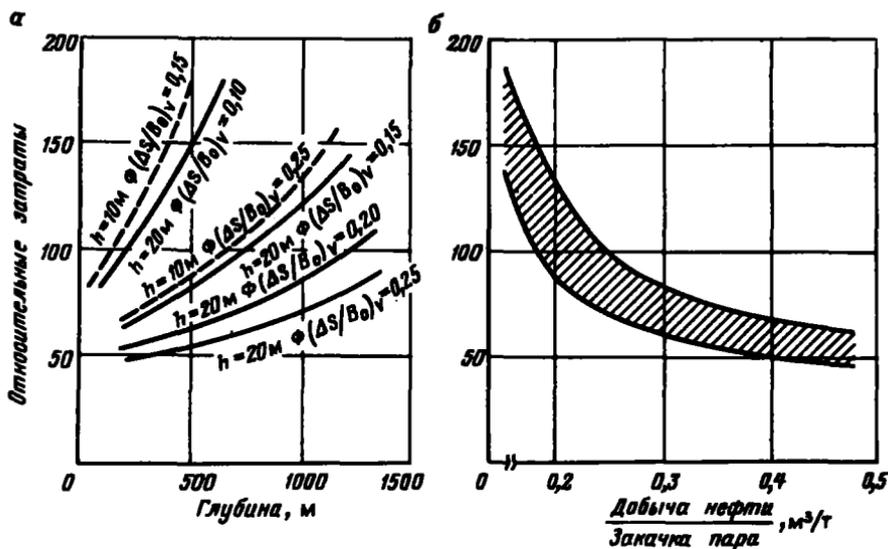


Рис. 7.2. Относительные затраты на техническое обеспечение добычи нефти путем непрерывного нагнетания в пласт водяного пара [7.10]:

а — влияние характеристик пласта; б — диапазон затрат в зависимости от отношения объема извлеченной нефти к объему поступившего в пласт пара (глубина залегания пласта — от 100 до 200 м, толщина пласта — от 10 до 20 м, нефтенасыщенность в зоне, занятой паром, — от 0,15 до 0,25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Эталонный уровень — конец 1982 г.; страны Западной Европы. Базовая стоимость нефти — масштаб по оси ординат — 1 = 800 фунт/т

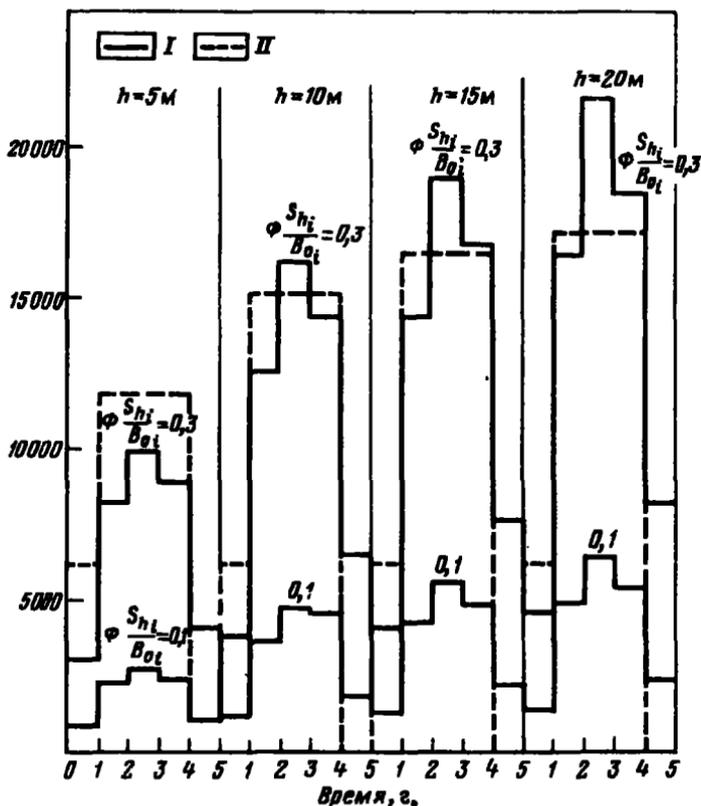


Рис. 7.3. Объемы нефтедобычи и нагнетаемого воздуха, рассматриваемые при проведении экономических исследований процесса разработки нефтеносного пласта методом внутрипластового горения при необходимом объеме воздуха, равном  $350 \text{ км}^3/\text{м}^2$ . Площадь теоретического элемента залежи составляет  $45\,000 \text{ м}^2$ :

— объем нефтедобычи на теоретическом элементе залежи ( $\text{м}^3/\text{год}$ ); II — объем нагнетаемого воздуха на один теоретический элемент залежи ( $10^3 \text{ км}^3/\text{год}$ )

**Внутрипластовое горение.** Экономическое исследование добычи нефти при внутрипластовом горении основано на следующих положениях:

теоретическая ячейка, на которую разбивается разрабатываемый участок, представляет собой девятиточечный элемент с центральной нагнетательной скважиной. Расстояние между нагнетательной скважиной и добывающей, расположенной в углу ячейки, составляет 150 м (сторона равна 212 м). Площадь такого теоретического элемента в два раза больше площади элемента при пятиточечной системе расположения скважин, применяемой при паротепловом воздействии на пласт. В рассматриваемой

мой системе на одну нагнетательную скважину приходится три добы-  
вающие. Полезная толщина пласта колеблется в диапазоне от 5 до 20 м;

допускается, что давление нагнетания составляет 0,8 гидростатическо-  
го давления. Установленная мощность сжатия воздуха превосходит  
требуемую примерно на 20 %; расчет проводился для центробежных  
компрессоров с электроприводом;

рассматривается режим сухого горения, после окончания которого в  
пласт подается вода. Расход воздуха на одну теоретическую ячейку в те-  
чение первого года эксплуатации месторождения составлял  $600 \text{ м}^3/\text{ч}$   
(при необходимом количестве воздуха  $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) или же  $700 \text{ м}^3/\text{ч}$   
(при необходимом количестве воздуха  $350 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ). Дополнительное  
количество воздуха, необходимое для охвата процессом 65 % площадей  
ячейки, нагнеталось в пласт с постоянным расходом в течение второго,  
третьего и четвертого годов добычи нефти (рис. 7.3). В течение пятого  
года эксплуатации месторождения в пласт подавали с постоянным рас-  
ходом воду, объем нагнетания которой составляет 0,3 объема выжжен-  
ной зоны;

метод расчета уровня добычи нефти описан в разделе 6.2.3 (уравне-  
ние 6.63) и в приложении А.6.1. Выжженная зона занимает около 60 %  
площади каждой теоретической ячейки, а ее толщина несколько меньше  
толщины зоны, в которую поступает воздух. Считается, что доля нефти,

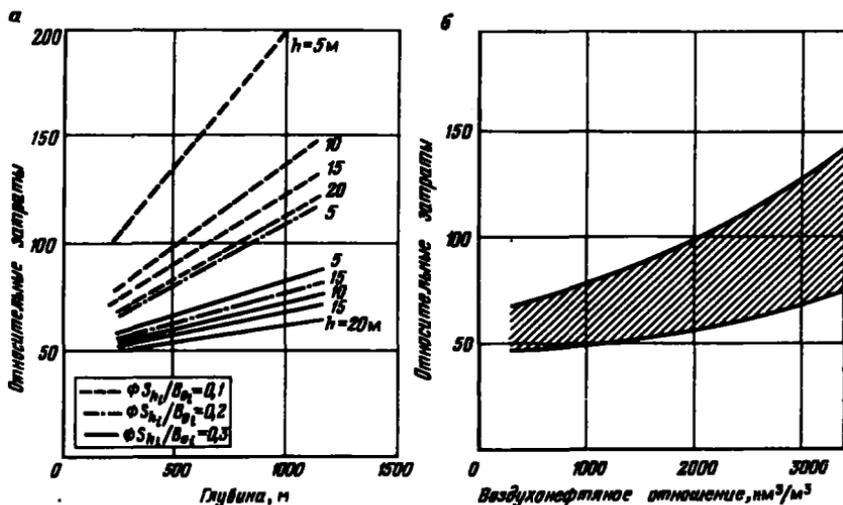


Рис. 7.4. Относительные затраты на техническое обеспечение добычи нефти при  
внутрипластовом горении [7.11] :

*a* — влияние характеристик пласта (необходимое количество воздуха  
 $350 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ); *b* — диапазоны затрат в зависимости от накопленного воздушно-  
нефтяного отношения (глубина залегания от 200 до 1100 м, толщина пласта от 10 до  
20 м, начальная нефтенасыщенность от 0,1 до 0,3  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , необходимое количество  
воздуха от 250 до 350  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ). Эталонный уровень — конец 1982 г., страны Запад-  
ной Европы. Масштаб по оси ординат 100 = 800 фунт/г

вытесняемой из невыжженных зон, является убывающей функцией толщины пласта. Допускается, что шаг времени между моментом вытеснения нефти воздухом и моментом извлечения ее на поверхность земли составляет 6 мес; нефть, вытесненная воздухом, но не добытая к концу четвертого года эксплуатации, извлекается в течение пятого года — во время нагнетания воды (см. рис. 7.3).

При сравнении рис. 7.2, а и 7.4, а можно заметить, что при внутрипластовом горении чувствительность метода к толщине пласта и величине нефтенасыщенности ниже, чем при обработке пласта водяным паром, что является следствием более резкого изменения расхода энергии с изменением данных параметров при паротепловом воздействии на залежь.

При обычно принятых критериях эффективности добычи нефти затраты на техническое обеспечение как вытеснения нефти паром (величина отношения объема добытой нефти к количеству закачанного пара превышает  $0,15 \text{ м}^3/\tau$ ), так и внутрипластового горения (отношение объема закачанного воздуха к объему добытой нефти не превосходит  $3500 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ ) имеют один порядок величины.

## **7.8. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ОБЛАСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Нагнетание в пласт водяного пара или горячей воды и внутрипластовое горение считаются традиционными термическими методами, но существуют также иные направления использования тепловой энергии при разработке нефтяных месторождений.

### **7.6.1. Прогрев скважин**

Прогрев скважин — давно известный метод, широко используемый, в частности, в СССР и Канаде для улучшения нефтеотдачи малодебитных скважин при разработке месторождений вязкой нефти или для очистки скважин от отложений парафинов [7.12].

Повышение дебита скважины при ее прогреве можно достичь установкой в скважине в интервале пласта электронагревателя или горелки. Оборудование для прогрева скважины практически не отличается от оборудования для поджига нефти при внутрипластовом горении (см. раздел 6.3.1). Если при прогреве скважины приходится останавливать добычу, длительность периода прогревания должна выбираться исходя из необходимости достижения максимальной добычи в каждом цикле прогрев—добыча, как и в паротепловой обработке скважин, с тем различием, что при прогреве скважины радиус воздействия и его эффективность значительно ниже, поскольку передача тепла здесь осуществляется только теплопроводностью, протекающей достаточно медленно. Предохранение скважины от осаждения в ней предельных углеводородов достигается уста-

новкой в стволе системы электронагревателей или же циркулирующей вдоль скважины нагретых теплоносителей.

Помимо описанных выше способов прогрева скважин для этой цели был предложен метод термохимической обработки химическими соединениями [7.13].

### 7.6.2. Использование электрической энергии для нагрева пласта

Термическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляли подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту. Электрическая проводимость пласта, зависящая от присутствия электролитов в пластовой воде, обычно достаточна для протекания в нем электрического тока с выделением тепловой энергии. Электрическая цепь замыкается электродом, устанавливаемым на поверхности земли на некотором удалении от скважины, в призабойную зону которой подается электроэнергия [7.14].

Метод электровоздействия на пласт применяется также для разогрева битуминозных отложений до уровня, достаточного для последующего эффективного вытеснения битумов непрерывным нагнетанием в пласт водяного пара под давлением, не превышающим давление трещинообразования [7.15]. При предварительном прогреве пласта электрический ток циркулирует по контуру между двумя соседними скважинами, являющимися электродами. В 1981 г. на месторождении в районе р. Атабаска (Канада) было проведено первое экспериментальное опробование данного метода на пилотном элементе, включающем четыре скважины-электрода, расстояние между которыми составляло 30 м, и восемь контрольных скважин, через которые измеряли электронапряжение и температуру в пласте. После пяти месяцев непрерывного прогревания температура пласта поднялась от 10 до 78 °С (максимальное из зафиксированных значений) [7.15].

Битуминозные отложения можно прогревать также с помощью источника электромагнитного излучения. На выходе источника расположена система полых параллельных друг другу электродов. Приемным устройством служат другие электроды, расположенные в плоскостях по обе стороны от излучателя, что обеспечивает замкнутость наводимого электрического поля. Такой метод позволяет осуществить однородный прогрев битуминозных отложений и поднять их температуру до 100–200 °С, причем даже в отсутствие пластовой воды, чем он выгодно отличается от способа прогрева пласта электрическим током [7.16]. После ряда лабораторных исследований, основной целью которых явилось изучение возможностей технологии, в 1981 г. работы были перенесены на два опытных участка на месторождении Асфальт Риджс (шт. Юта, США). Объем разрабатываемого участка битуминозных песков составляет в каждом из экспериментов 25 м<sup>3</sup>. Битум, полученный в результате испарения

внутрипластовой воды и дренирования за счет силы тяжести, скапливался у подошвы пласта. Температура этого битума за 14 сут была доведена почти до 200 °С, что позволило получить вполне приемлемое количество нефти [7.16].

Метод предварительного прогрева пласта может быть предложен и в качестве первого этапа разработки месторождений битуминозной нефти перед началом нагнетания в пласт водяного пара и внутрипластового горения.

### 7.6.3. Совместное применение горизонтального бурения и термических методов

Развитие техники бурения позволяет бурить наклонные скважины, оканчивающиеся дренажными системами (длиной во многие сотни метров), в довольно мощных нефтеносных пластах. Наличие дренажных систем очень полезно для повышения дебитов скважин, пробуренных в гетерогенных пластах, а также для снижения риска образования конуса обводнения [7.17]. Они также представляют интерес с точки зрения возможности использования их при разработке месторождений битуминозных отложений, когда решающими являются вопросы обеспечения нагнетания в пласт теплоносителя. Поэтому комбинацию горизонтального бурения и подачи в пласт пара можно использовать при разработке подобных залежей.

### 7.6.4. Разработка шахтным способом с применением термического воздействия на пласт

Добыча нефти шахтным способом при бурении системы наклонных скважин уже давно практикуется на Ярегском месторождении (Коми АССР, СССР) [7.18]<sup>1</sup>. Пласт битуминозного песка толщиной около 17 м залегает на глубине около 200 м, пористость коллектора составляет 24 %, проницаемость — от 3 до 5 Д. Вязкость нефти плотностью 0,95 г/см<sup>3</sup> в условиях залегания изменяется от 11 000 до 15 000 сПз, коэффициент нефтенасыщенности пласта равен 0,42–0,98. Решение о разработке месторождения шахтным способом было принято после того, как попытка эксплуатации его с поверхности привела к уровню нефтедобычи всего в 2 %. Именно тогда возникла идея бурения шахтных скважин, оканчивающихся в системе галерей, расположенных в выпележащем горизонте (рис. 7.5). Нефтеносный пласт битуминозных песков разрабатывается с помощью двух технологий.

Первая включает бурение вертикальных или слегка наклонных скважин, начинающихся в специальных камерах над кровлей пласта. Вторая технология добычи шахтным способом состоит в проходке галерей, сое-

<sup>1</sup> Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.; Недра, 1988 (Прим. ред.)

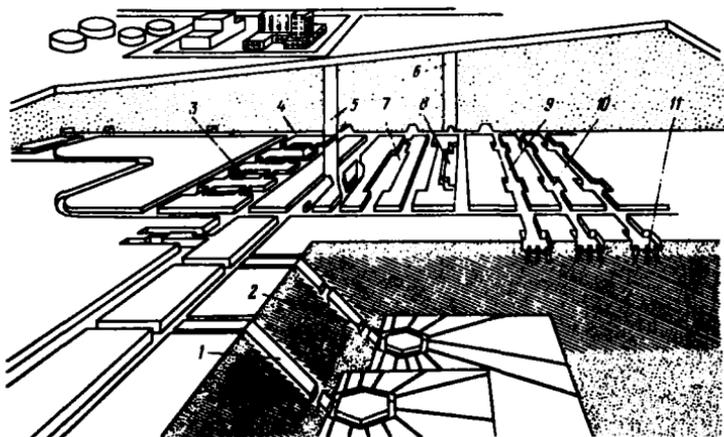


Рис. 7.5. Схема эксплуатации модернизированным шахтным способом Ярегского месторождения (СССР) [7.18]:

1 – система наклонных скважин; 2 – подземная часть скважины; 3 – насосная станция; 4 – подземная галерея для аэрации; 5 – основная скважина; 6 – скважина для аэрации; 7 – электрическое оборудование; 8 – хранение взрывчатых веществ; 9 – подземная галерея; 10 – камеры, в которые выходят устья скважин; 11 – система сгруппированных скважин

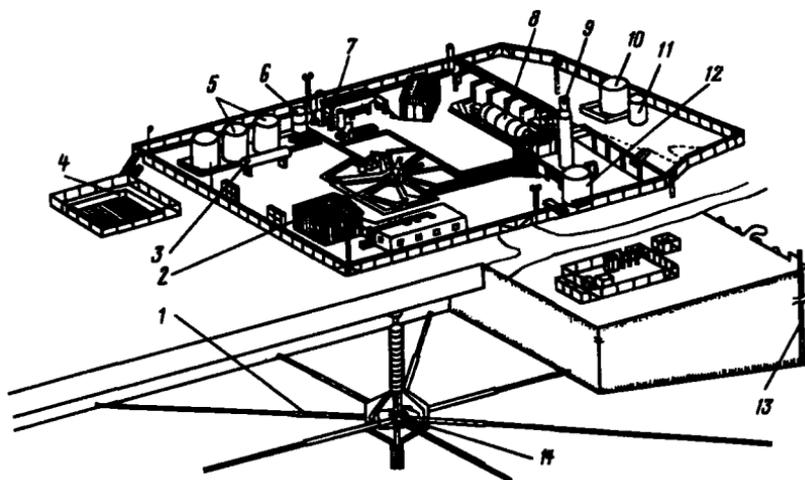


Рис. 7.6. Схема пилотного объекта по нефтедобыче шахтным способом при нагнетании в пласт пара (месторождение Керк Ривер, шт. Калифорния, США) [7.19]:

1 – горизонтальные скважины для нагнетания пара; 2 – устья скважин и насосные установки; 3 – водяной сепаратор; 4 – зумпф; 5 – хранилище сырой нефти; 6 – контрольный резервуар; 7 – система теплообменников; 8 – парогенератор; 9 – установка очистки уходящих газов; 10 – хранилище топлива; 11 – резервуар со щелочью; 12 – хранилище использованного щелочного раствора; 13 – вертикальные скважины для нагнетания пара; 14 – соединение устьев скважин

диняющих упомянутые выше камеры и подстилающий горизонт. Они заканчиваются в подстилающем горизонте шестигранными полостями, от которых идут горизонтальные скважины (как спицы колеса от оси) длиной около 200 м. Такая двойная система скважин позволила увеличить коэффициент нефтеотдачи до 6 %. Для его повышения было решено прибегнуть к паротепловому воздействию. В 1973 г. началась подача в пласт через плотную сетку нагнетательных скважин водяного пара.

Отношение нефть—пар составило при этом около 0,3 т/т [7.18]. Такой метод добычи нефти должен поднять коэффициент нефтеотдачи до 50—60 %.

Работы на опытно-промышленном уровне по добыче нефти шахтным способом с применением теплового воздействия на пласт проводятся с 1982 г. на месторождении Керн Ривер (шт. Калифорния, США) [7.19]. Здесь на глубину 150 м была проведена шахта, в которую поместили трубу диаметром 1,5 м. Нижний конец трубы соединен специальным устройством для компенсации деформаций растяжения и сжатия с цилиндрической полостью, высота которой 9, а диаметр 8 м, разбуренной в теле нефтеносного пласта (рис. 7.6). Стенки полости (при создании которой в сыпучем коллекторе потребовалось использовать новейшую технику) заключены в рубашку из напряженного бетона толщиной 90 см. От полости отходят в радиальных направлениях восемь горизонтальных скважин (четыре — длиной 210 и четыре — длиной 130 м), пробуренных внутри пласта. Благодаря наличию двух независимых линий — для подвода пара и для отвода нефти — каждая из этих скважин может быть как нагнетательной, так и добывающей. Пар получают в наземном парогенераторе мощностью 14,6 МВт. На первом этапе предполагается обрабатывать паром группу из двух скважин, причем длительность обработки каждой пары скважин 1 мес. После проведения нескольких циклов прогрева должна быть создана, как ожидают, газовая шапка пара, которая будет постепенно распространяться в направлении основания пласта. Помимо горизонтальных скважин в залежи пробурены еще восемь обычных нагнетательных скважин, оканчивающихся на биссектрисах углов, образованных горизонтальными скважинами. Как ожидается, через восемь лет подобный метод эксплуатации месторождения позволит поднять коэффициент нефтеотдачи пласта до 75 % [7.19].

## ЛИТЕРАТУРА ПО ОБЩИМ ВОПРОСАМ

- [1] MC ADAMS (W. H.). — *Transmission de la chaleur*. Dunod, Paris (1961).
- [2] MISENERD (A.). — *Conductivité thermique des solides, liquides, gaz et de leurs mélanges*. Éditions Eyrolles, Paris (1965).
- [3] JAKOB (M.). — *Heat Transfer*. John Wiley, New York (1962).
- [4] CARSLAW (H. S.) et JAEGER (J. C.). — *Conduction of Heat in Solids*. Clarendon Press, Oxford (1959).
- [5] GRÜBER (A.), ERK (S.) et GRIGULL (U.). — *Die Grundgesetze der Wärmeübertragung*. Springer, Berlin (1963).
- [6] DEPIVRES (D.). — *Transfert de matière*. Série d'articles parus dans la *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XV-7/8, 1142-1159, XV-9, 1347-1365, XV-10, 1446-1464 (1960).
- [7] HIRD (R. H.), STEWART (W. E.) et LIGHTFOOT (E. N.). — *Transport Phenomena*. John Wiley, New York (1960).

- [8] MARLE (C.). — Cours de Production. IV. Les écoulements polyphasiques en milieu poreux. *Éditions Technip*, Paris (1972).
- [9] REID (R. C.), PRAUNITZ (J. M.) et SHERWOOD (T. K.). — The Properties of Gases and Liquids. *Mc Graw Hill*, New York (1977).
- [10] MAXWELL (J. B.). — Data Book on Hydrocarbons. *Van Nostrand*, Princeton (1958).
- [11] JUNGERS (J. C.) et col. — Cinétique chimique appliquée. *Éditions Technip*, Paris (1958).
- [12] VAN TROGLEN (A.) et col. — Oxydations et combustions, tomes I et II. *Éditions Technip*, Paris (1968).
- [13] EMANUEL (N. M.) *et alii*. — The Oxidation of Hydrocarbons in the Liquid Phase. *Pergamon Press*, Oxford (1965).
- [14] EMANUEL (N. M.), DENISOV (E. T.) et MAIZUS (Z. K.). — Liquid-Phase Oxidation of Hydrocarbons. *Plenum Press*, New York (1967).
- [15] SCHEMIDT (E.). — Propriétés de l'eau et de la vapeur d'eau. *Springer*, Berlin (1966).
- [16] OGANOV (K. A.). — Bases de la stimulation thermique des couches pétrolières. *Nedra*, Moscou (1967) (en russe).
- [17] SMITH (C. R.). — Mechanics of Secondary Oil Recovery. *Reinhold*, New York (1966).
- [18] Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. CRAWFORD (P. B.) : chapter V ; FAROUQ ALI (S. M.) : chapter VI. *Interstate Oil Compact Commission*, Oklahoma City (1974).
- [19] Fundamentals of Thermal Oil Recovery. *Petroleum Engng Publ. Co.*, Dallas (1965) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [20] Thermal recovery processes. *SPE Reprint Series n° 7*. *Soc. Petroleum Engrs AIME* (1968) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [21] Thermal recovery techniques. *SPE Reprint Series n° 10*. *Soc. Petroleum Engrs AIME* (1972) [Compilation d'articles de divers auteurs].
- [22] L'exploitation des gisements d'hydrocarbures. BIA (P.), COMBARNOU (M.) : chapitre VI ; BURGER (J.), SARUQUET (B.) : chapitre VII. *Éditions Technip*, Paris (1974).
- [23] LO (H. Y.). — Bibliography of Thermal Methods of Oil Recovery. *J. canad. Petroleum Technol.*, vol. 14, n° 2, p. 55-65 (1973).
- [24] PRATS (M.). — Thermal recovery. *Soc. Petroleum Engrs AIME*, Monograph vol. 7 (1982).

## ЛИТЕРАТУРА

- [7.1] *Second international Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands*. *Mc Graw Hill*, New York, Section I, p. 3-21 (1984).
- [7.2] MARTINEZ (A. R.), ION (D. C.), DE SOUZA (G. J.), DEKKER (H.), SMITH (S.), DESFRANCOIS (P.), VAN ENGELSHOVEN (J. M. H.) et KRUIZINGA (R. J.). — Classification and nomenclature systems for petroleum and petroleum resources. *Eleventh World Petroleum Congr., Preprint SGR*, Londres (août 1983).
- [7.3] BENNION (D. W.), DONNELLY (J. K.) et MOORE (R. G.). — Effect of the Fire-flooding Temperature on Mineral Composition and Bitumen Properties. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 561-583 (1977).
- [7.4] ARGENTIERI (M. H.). — Gas Evolution and Change of Oil Composition During Steam Flooding of Oil Reservoirs. *J. Petroleum Geol.*, vol. 5, p. 363-388 (1983).
- [7.5] BOON (J. A.). — Fluid-Rock Interactions During Steam Injection. *The Oil Sands of Canada-Venezuela 1977, CIM Special Volume n° 17*, p. 133-138 (1977).
- [7.6] HYNÉ (J. B.) *et al.* — Aquathermolysis of Heavy Oils. *Second international Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands*, *Mc Graw Hill*, New York, p. 404-411 (1984).
- [7.7] HAYNES (H. J.) *et al.* — Enhanced Oil Recovery. *National Petroleum Council, USA* (1976).
- [7.8] PERRY (C. W.), HERTZBERG (R. H.) et STOSUR (J. J.). — The status of enhanced oil recovery in the United States. *Proc. Tenth World Petroleum Congr.*, Heyden, Londres, vol. 3, p. 257-266 (1980).
- [7.9] Economics of enhanced oil recovery. Final report, Lewin and Assoc. *Doc. US Dept. of Energy DOE/HETC/2628-2* (mai 1981).
- [7.10] BURGER (J.) et CHAMPLON (D.). — How to estimate production cost by steam drive. *Petroleum Engng*, vol. 55, n° 7, p. 56-70 (juin 1983).
- [7.11] BURGER (J.) et CHAMPLON (D.). — How to estimate in-situ combustion cost. *Petroleum Engng*, vol. 55, n° 13, p. 32-44 (nov. 1983).
- [7.12] FAROUQ ALI (S. M.). — Well stimulation by downhole thermal methods. *Petroleum Engng*, vol. 45, n° 11, p. 25-35 (oct. 1973).
- [7.13] HEATH (L. J.) et HUFF (R. V.). — Permeability alteration of sandstone using a high-energy liquid compound. *Ann. Meeting AIME, SPE Paper n° 1719* (fév. 1967).
- [7.14] AC current heats heavy oil for extra recovery. *World Oil*, vol. 170, n° 6, p. 83-86 (mai 1970).
- [7.15] TOWNSON (D.). — The electric preheat recovery process. *Second international Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands*, *Mc Graw Hill*, New York, p. 869-870 (1984).
- [7.16] SRENYI (G. C.), SNOW (R. H.) et BRIDGES (J. E.). — The IITRI RF process to recover bitumen from tar sand deposits. A progress report. *Second international Conf., The Future of heavy Crude and Tar Sands*, *Mc Graw Hill*, New York, p. 871-879 (1984).
- [7.17] GIGER (F.), COMBE (J.) et REISS (L. H.). — L'intérêt du forage horizontal pour l'exploitation de gisements d'hydrocarbures. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, vol. 38, p. 329-350 (1983).
- [7.18] MISHAKOV (V. N.) *et al.* — Experience with the use of thermal methods in developing oil fields with high-viscosity crudes by mining. *Neftean. Khim.*, n° 10, p. 31-35 (1974). [Trad. angl. par *Associated Technical Services*, Glen Ridge, USA].
- [7.19] Kern River « Hotplate » project launched. *Oil and Gas J.*, vol. 80, n° 34, p. 51-54 (23 août 1982).

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	5
<b>Глава 1. Тепло- и массоперенос . . . . .</b>	<b>7</b>
1.1. Основные сведения о процессах тепло- и массопереноса . . . . .	7
1.2. Основные уравнения, описывающие сплошные среды . . . . .	14
1.3. Тепло- и массоперенос в пористых средах . . . . .	20
1.4. Основные уравнения для пористых сред . . . . .	23
1.5. Влияние температуры на физические характеристики жидкостей, газов и матрицы . . . . .	32
Литература по общим вопросам . . . . .	43
Литература . . . . .	44
<b>Глава 2. Физико-химические превращения углеводородов и воды . . . . .</b>	<b>45</b>
2.1. Изменения физического состояния углеводородов и воды . . . . .	45
2.2. Химические превращения углеводородов . . . . .	55
Литература по общим вопросам . . . . .	73
Литература . . . . .	73
<b>Глава 3. Нагнетание теплоносителей. Основные принципы и лабораторные исследования . . . . .</b>	<b>74</b>
3.1. Теоретические основы процесса . . . . .	74
3.2. Физические процессы, происходящие при вытеснении нефти нагретой водой . . . . .	80
3.3. Физические процессы, протекающие при вытеснении нефти паром . . . . .	86
3.4. Факторы, ограничивающие применение процессов . . . . .	88
3.5. Вытеснение при квазиоднородном движении . . . . .	91
3.6. Извлечение нефти . . . . .	100
Литература по общим вопросам . . . . .	105
Литература . . . . .	105
<b>Глава 4. Нагнетание теплоносителей в пласт . . . . .</b>	<b>107</b>
4.1. Тепловые потери . . . . .	107
4.2. Моделирование промысловых условий . . . . .	147
4.3. Технологические проблемы нагнетания теплоносителей . . . . .	179
4.4. Использование метода нагнетания теплоносителей в промысловых условиях . . . . .	196
4.5. Специальные методы нагнетания пара . . . . .	219
Приложение А.4.1. Пример расчета тепловых потерь в скважине . . . . .	225
Приложение А.4.2. Аналитический метод оценки повышения нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти паром . . . . .	229
Литература по общим вопросам . . . . .	233
Литература . . . . .	264
<b>Глава 5. Внутрискважинное горение. Основные положения и лабораторные исследования . . . . .</b>	<b>239</b>
5.1. Основы процессов . . . . .	239
5.2. Физический и химический механизмы внутрискважинного горения . . . . .	244
5.3. Лабораторные исследования перемещения фронта горения . . . . .	263
5.4. Границы применимости внутрискважинного горения . . . . .	273
Литература по общим вопросам . . . . .	285
Литература . . . . .	286

Глава 6. Внутривластовое горение . . . . .	288
6.1. Теоретические основы и моделирование внутривластового горения . .	288
6.2. Методология использования внутривластового горения в промысловых условиях . . . . .	310
6.3. Технологические аспекты внутривластового горения . . . . .	325
6.4. Применение внутривластового горения в промысловых условиях . . .	361
6.5. Специальные технологии, применяемые при внутривластовом горении . . . . .	377
Приложение А.6.1. Пример определения программы разработки нефтеносного пласта при использовании метода внутривластового горения . . . . .	385
Приложение А.6.2. Приближенный расчет энергозатрат на сжатие воздуха .	389
Литература по общим вопросам . . . . .	390
Литература . . . . .	390
Глава 7. Термические и другие методы эксплуатации месторождений . . . . .	394
7.1. Сравнение термических и других методов повышения нефтеотдачи . .	395
7.2. Изучение месторождения и химических превращений минеральных и органических компонентов пласта . . . . .	398
7.3. Обоснование применения термической технологии . . . . .	402
7.4. Сравнение методов нагнетания пара и внутривластового горения . . .	406
7.5. Экономические аспекты использования термических методов воздействия на нефтеносный пласт . . . . .	406
7.6. Нетрадиционные области использования тепловой энергии при эксплуатации нефтяных месторождений . . . . .	415
Литература по общим вопросам . . . . .	415
Литература . . . . .	419

**Бурже Ж., Сурно П., Комбарну М.**

**Б 91 Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. — М.: Недра, 1989. — 422 с.: ил. — Пер. изд.: Франция, 1984**

**ISBN 5-247-00 247-4**

Рассмотрены теплофизические и физико-химические процессы, происходящие при тепловом воздействии на нефтенасыщенные пласты. Описаны источники и способы нагрева продуктивных горизонтов, технология ввода в пласт теплоносителя. Дана методика расчета потерь тепла. Приведено описание внутрискважинного и промышленного оборудования для термического воздействия на пласт. Рассмотрены конкретные примеры проведения работ по повышению нефтеотдачи термическими методами.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием разработки нефтяных месторождений и добычей нефти.

**ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ**

**Бурже Жак  
Сурно Пьер  
Комбарну Мишель**

**ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*  
Художественный редактор *В. В. Шутько*  
Технический редактор *Н. С. Анашкина*  
Корректор *Г. Г. Большова*  
Оператор *О. М. Карзбанова*  
ИБ № 7220**

---

**Подписано в печать 16.11.88. Формат 60x90 1/16. Бумага офсетная № 1.  
Усл. печ. л. 26,5. Усл.кр.-отт. 26,5. Уч.-изд. л. 33,0. Тираж 2700 экз.  
Зак. № 843/1467-5. Цена 2 р. 60 коп.  
Набор выполнен на наборно-печатающей машине.**

---

**Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".  
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.**

**Тульская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР  
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.  
300600, г. Тула, проспект Ленина, 109.**