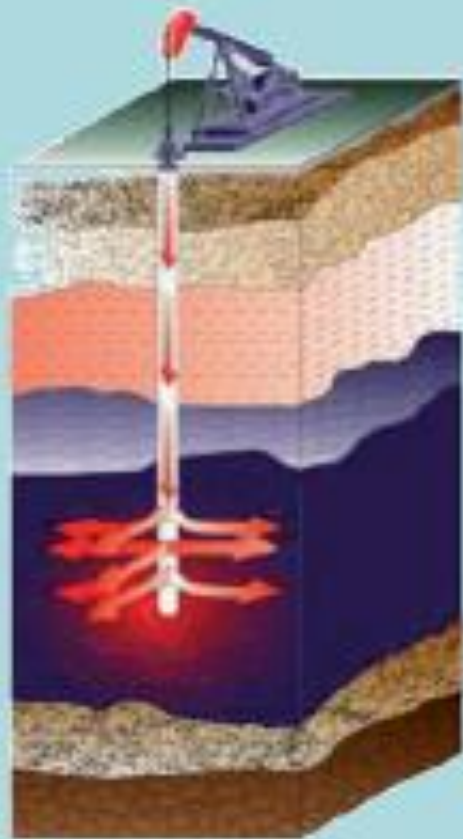


# ***Паротепловое воздействие на пласт***

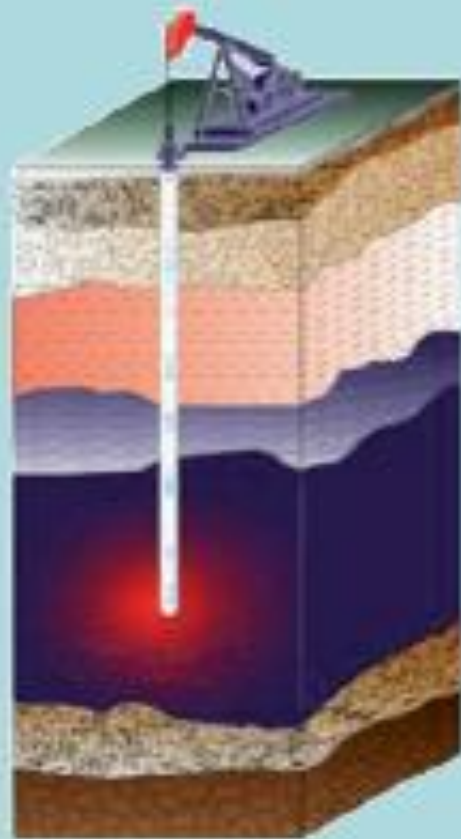
# Общие сведения

- Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода.
- Если вода при температуре  $148,9^{\circ}\text{C}$  содержит  $628$  кДж/кг тепла, то насыщенный пар при той же температуре –  $2742$  кДж/кг, т.е. более чем в 4 раза. Но это еще не означает, что пар отдаст пласту в 4 раза больше тепла, чем-то же количество воды. Если пластовая температура равна  $65^{\circ}\text{C}$ , то 1 кг воды, нагретой до  $148,9^{\circ}\text{C}$  передает пласту  $356$  кДж, а 1 кг пара при тех же условиях –  $2470$  кДж, т.е. почти в 7 раз больше.

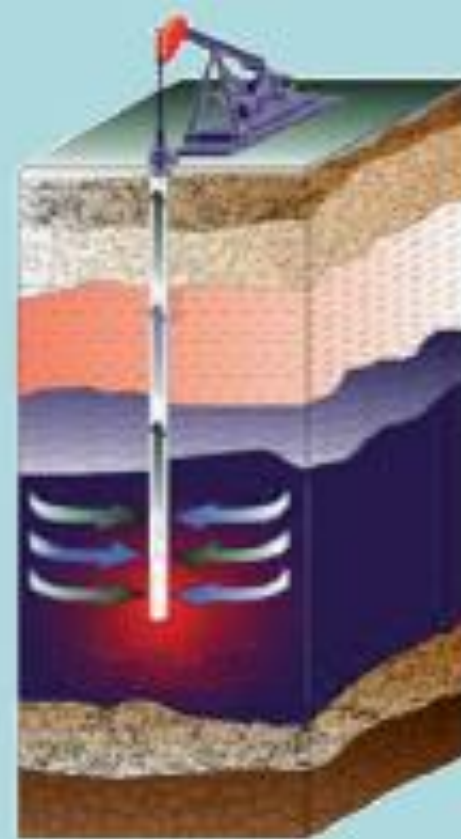
**Стадия I  
закачка пара**



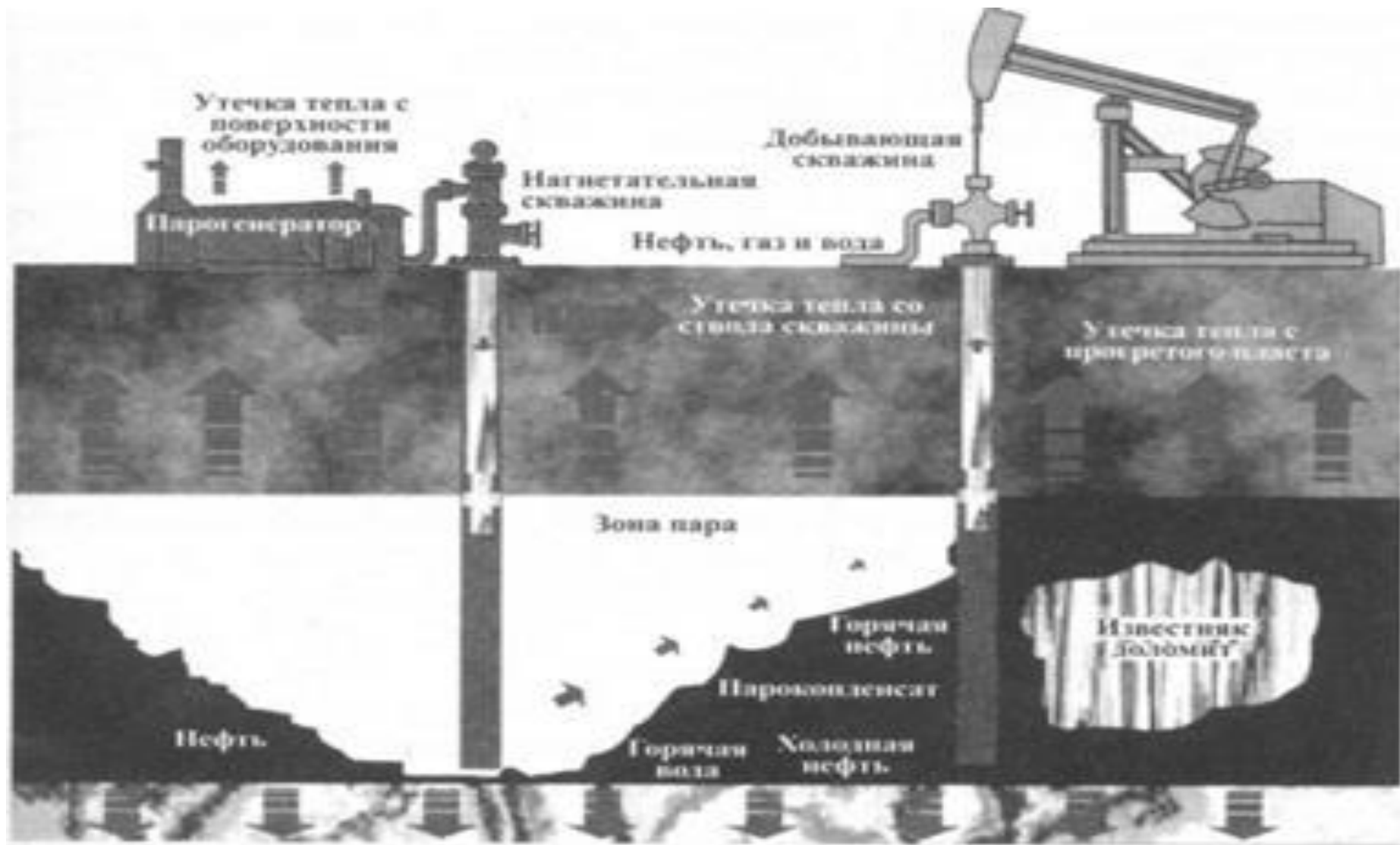
**Стадия II  
парообработка пласта**



**Стадия III  
добыча нефти**



- При закачке пара в нефтяной пласт используют *насыщенный влажный пар*, представляющий собой смесь пара и горячего конденсата. Степень сухости закачиваемого в пласт пара находится в пределах 0,3-0,8. Чем выше степень сухости пара, равная отношению массы пар к массе горячей воды при одинаковом давлении и температуре, тем больше у него теплосодержание по сравнению с горячей водой.
- Процесс распространения тепла в пласте и вытеснение нефти при *нагнетании в пласт водяного пара* является более сложным, чем при *нагнетании горячей воды*.



При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны:

- зона вытеснения нефти паром;
  - зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях
  - зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры.
- ✓ Указанные зоны различаются по температуре, распределению насыщенности жидкости и механизму вытеснения нефти из пласта. Процессы, происходящие в каждой из этих зон, испытывают взаимное влияние.

# Структура паротеплового воздействия



Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара

Зоны: 1-перегретого пара; 2-насыщенного пара;  
3-горячего конденсата; 4-остывшего

- Нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты прогрева. При этом температура нагнетаемого перегретого пара вблизи нагнетательной скважины снижается (**в зоне 1**) до температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды при пластовом давлении).
- На прогрев пласта (**в зоне 2**) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) легких фракций остаточной нефти, образованной после вытеснения горячей водой).
- **В зоне 3** пласт нагревается за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура ее не упадет до начальной температуры пласта.
- **В зоне 4** температура пласта снижается до начальной.



С повышением температуры *вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение* понижаются, а *упругость паров* повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу.

- Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения углеводородов *за счет снижения их парциального давления*. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды.
- Из остаточной нефти испаряются легкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефти.

# Эффект паротеплового воздействия

Влияние различных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром оценивается за счет:

- ✓ снижения вязкости нефти – до 30%;
- ✓ эффекта термического расширения – до 8%;
- ✓ эффекта дистилляции – до 9%;
- ✓ эффекта газонапорного режима – до 7%;
- ✓ эффекта увеличения подвижности – до 10%.

TABLE 8.1—SCREENING PARAMETERS FOR THERMAL RECOVERY PROCESSES

Screening Parameters	Thermal Recovery	
	Steam	In-Situ Combustion
Oil gravity, °API	10 to 34	10 to 35
In-situ oil viscosity, $\mu$ , cp	$\leq 15,000$	$\leq 5,000$
Depth, $D$ , ft	$\leq 3,000$	$\leq 11,500$
Pay-zone thickness, $h$ , ft	$\geq 20$	$\geq 20$
Reservoir temperature, $T_r$ , °F	—	—
Porosity, $\phi$ , fraction	$\geq 0.20$	$\geq 0.20$
Average permeability, $k$ , md	250	35
Transmissibility, $kh/\mu$ , md-ft/cp	$\geq 5$	$\geq 5$
Reservoir pressure, $p_r$ , psi	$\leq 1,500$	$\leq 2,000$
Minimum oil content at start of process, $S_o \times \phi$ , fraction	$\geq 0.10$	$\geq 0.08$
Salinity of formation brine [total dissolved solids (TDS)], ppm	—	—
Rock type	Sandstone or carbonate	Sandstone or carbonate

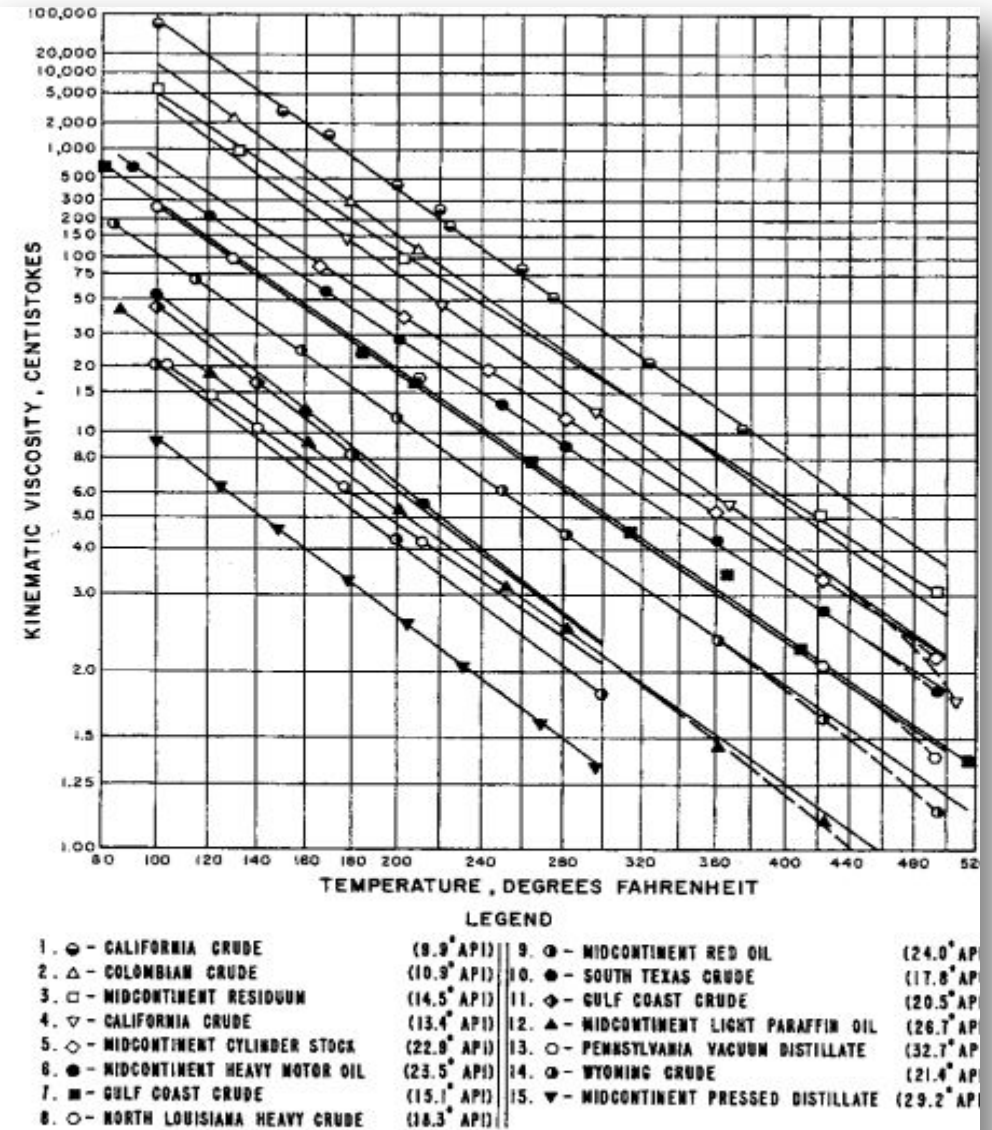


Fig. 8.1—Typical viscosity/temperature relationship for a heavy oil.<sup>6</sup>

Процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нем нефть и вытесняет ее по направлению к добывающим скважинам.

- Поэтому даже без тепловых потерь при движении теплоносителя по стволу скважины и в кровлю-подошву пласта фронт распространения температуры отстает от фронта вытеснения нефти.

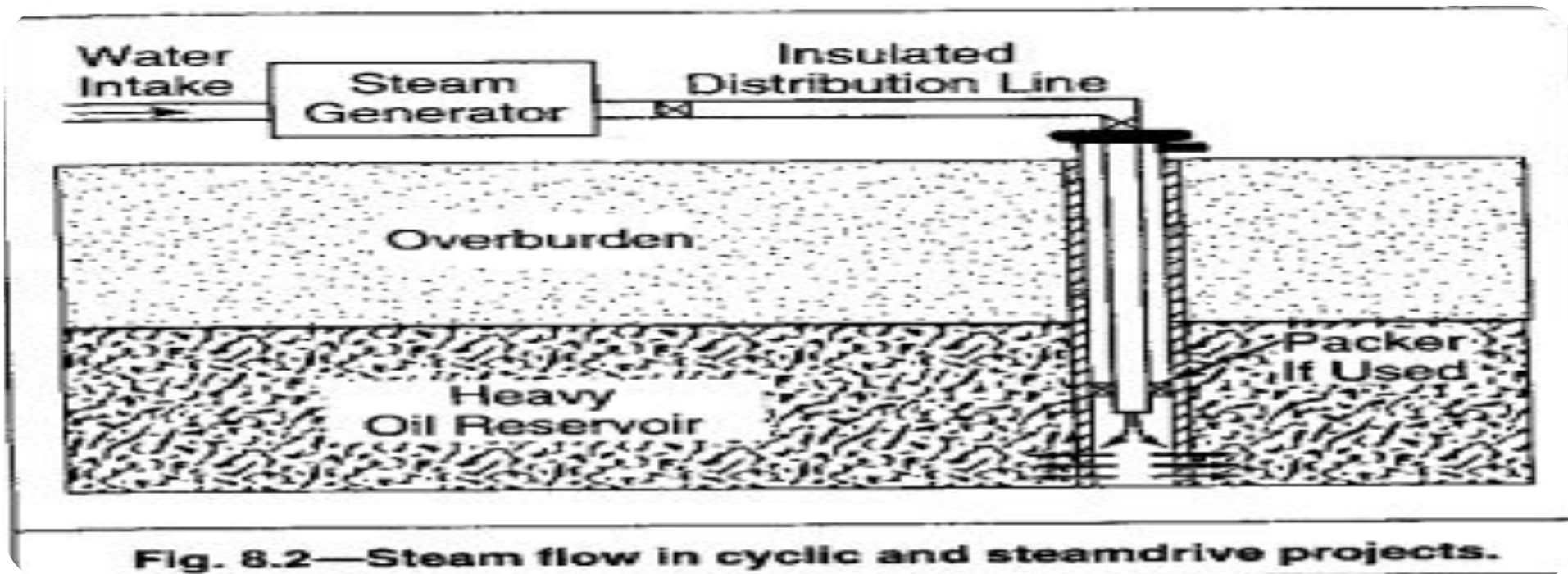
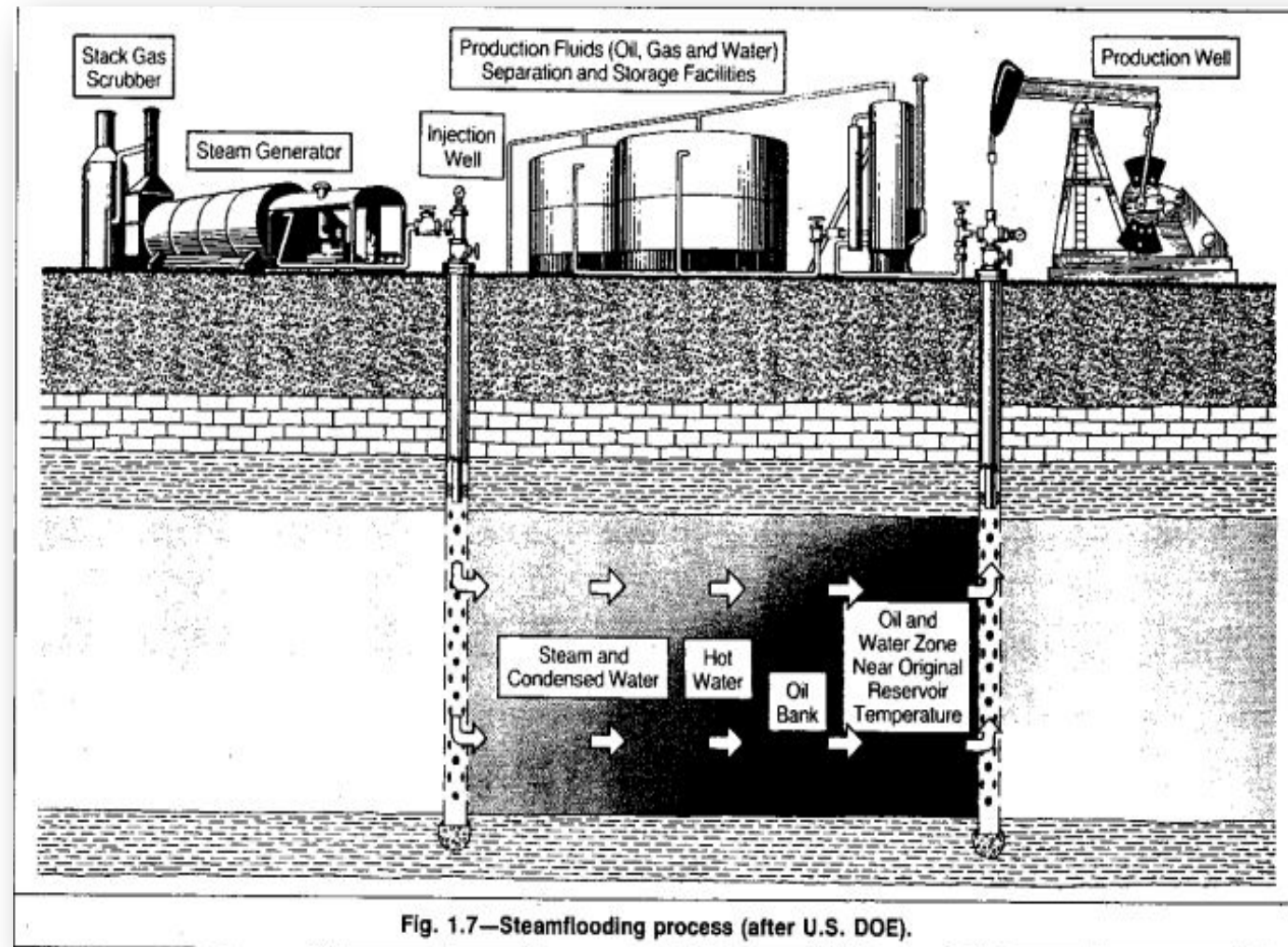


Fig. 8.2—Steam flow in cyclic and steamdrive projects.

Fig. 8.2—Steam flow in cyclic and steamdrive projects.

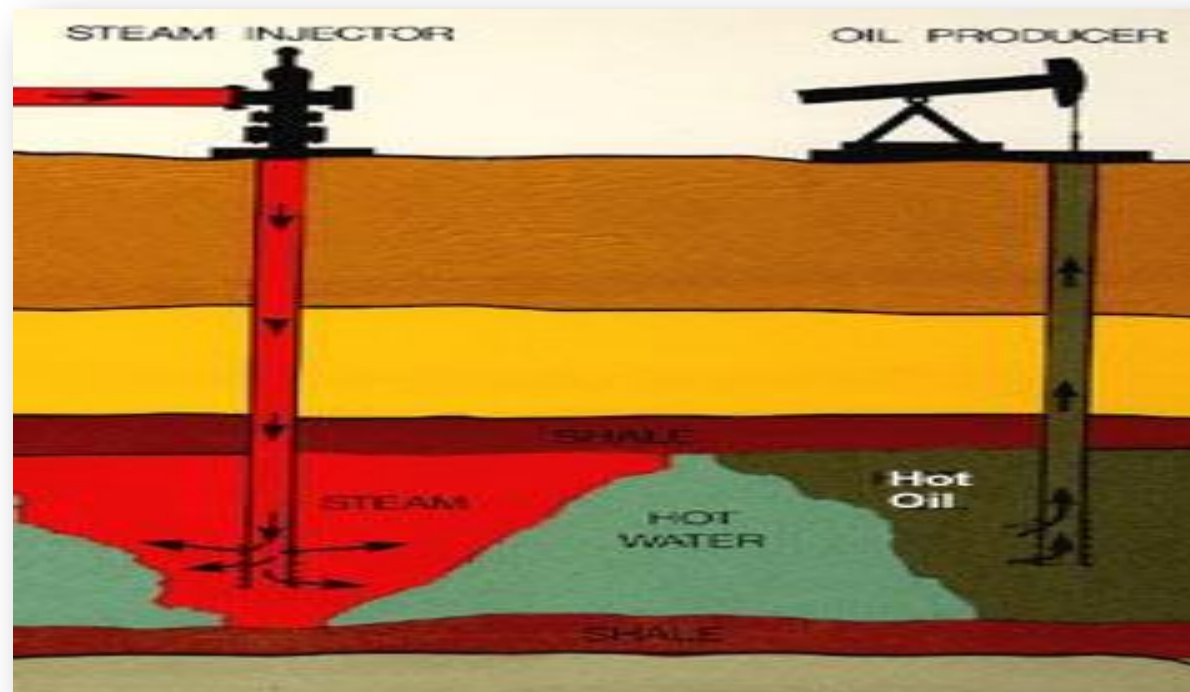
Существуют различные технологические схемы ввода в пласт теплоносителя (пара) для подогрева пласта и содержащихся в нем флюидов:

- циклическая
- блочно-циклическая
- импульсно-дозированная
- площадная
- рядная



С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесенного в пласт тепла, после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6-0,8 порового объема пласта, эту оторочку продвигают к забоям добывающих скважин ненагретой водой путем закачки ее в те же нагнетательные скважины.

□ Данная технология получила название метода **тепловых оторочек**.



При сжигании 1 т нефти в парогенераторах можно получить 13-15 т пара, поэтому при рентабельной технологии удельный расход пара на дополнительную добычу нефти не может быть больше 13-15 т.

✓ Если учесть затраты на приготовление и закачку пара, составляющие 30-35% от общих расходов, то получится, что при эффективном процессе расход пара на добычу одной тонны дополнительной нефти должен быть не более 3-6 тонн.

